

& KPB

Ringvirkninger utbygging og drift: Johan Sverdrup

Forfattere:

Sissel Ovesen
Rune Finsveen
Ida Woje



Innhold

	Side
Sammendrag	4
Sentrale begreper, metodikk og informasjonskilder	10
Utbyggingen av Johan Sverdrup	12
Faktorer som påvirket utbyggingen av Johan Sverdrup	16
Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen	20
Vare- og tjenesteleveranser til drift	31
Sysselsettingsvirkninger	32

Forsidebildet

Foto: Equinor

Forord

KPB har på oppdrag fra Equinor beregnet ringvirkninger forbundet med utbyggingen av Johan Sverdrup. Analysen omfatter også en beregning av ringvirkninger i forbindelse med drift av feltet.

Ringvirkningsanalysen gir en oversikt over investerings- og driftskostnader, leveranser og sysselsettingsvirkninger. Vi har lagt spesielt vekt på å synliggjøre betydningen for norsk leverandørindustri.

Vi vil rette en stor takk til alle kontraktørene som har delt informasjon med oss, og gitt nyttige bidrag til analysen. Vi takker også Equinor for godt samarbeid og stor velvilje til å dele informasjon om utbyggingen og drift av Johan Sverdrup med oss.

Bodø, september 2024

De fem plattformene på Johan Sverdrup-feltet. Foto: Equinor



Sammendrag

Johan Sverdrup

Johan Sverdrup er landets største industriutbygging i nyere tid, og det tredje største oljefeltet på norsk sokkel. For norsk leverandørindustri til petroleum var prosjektet svært viktig. Prosjektoppstarten i 2015 var i en periode preget av oljeprisfall og nedgangskonjunkturer i norsk økonomi. Det var en leverandørindustri som i flere år forut hadde tapt en rekke store kontrakter til verft i Asia, og som stod ovenfor store utfordringer.

Feltet ligger i området Utsirahøyden i Nordsjøen, 160 kilometer vest for Stavanger. Reservoaret strekker seg over et område på rundt 200 km², fordelt på produksjonslisensene 265, 501, 501B og 502. Samlede utvinnbare petroleumsressurser er anslått til om lag 2,7 milliarder fat oljeekvivalenter, hvorav 95 prosent olje, 3 prosent tørgass og resten er NGL¹. Partnerne i Johan Sverdrup er Equinor (operatør), Aker BP, Poro og TotalEnergies.

Feltet er så stort at det var nødvendig å bygge det ut i flere trinn. Plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD)² for første byggetrinn ble godkjent av Stortinget i juni 2015. Partnerne forpliktet seg da til å bygge ut hele feltet og at det skulle leveres ny PUD og PAD for fase 2 for godkjenning av Stortinget. PUD og PAD for andre byggetrinn ble levert i august 2018 og godkjent av Stortinget i mai 2019. Godkjenningene omfattet også eksportør og forsyning av kraft fra land. I forkant hadde Johan Sverdrup prosjektet vært gjennom flere omfattende utredninger for å komme fram til et best mulig teknisk og økonomisk utbyggingskonsept. I tillegg til at flere hundre Equinor-ansatte jobbet med planleggingen var det også en stor stab i Aker Solutions som jobbet med forprosjekteringen (FEED) av feltsenteret. Det gode forarbeidet som ble utført trekkes fram av de fleste hovedkontraktører som en viktig suksessfaktor for utbyggingen.

Produksjonsstart i første fase var 5. oktober 2019. 15. desember 2022 representerte enda en ny milepæl,

hvor Johan Sverdrup kom i full drift. Produksjonen på feltet forventes å pågå i hele 50 år, det vil si til år 2069.

Formålet med denne ringvirkningsanalysen er å synliggjøre norske leveranser forbundet med utbygging og drift av Johan Sverdrup. Videre gjøres sammenligninger med estimater for ringvirkninger som beskrevet i PUDene og i de samfunnmessige konsekvensanalysene fra 2014 og 2017. Analysen viser at den norske leveranseandelen er høyere enn hva de første estimatene fra 2014 tilsa.

I den første fasen ble det utbygd et feltsenter med fire plattformer plassert på stålunderstell som ble koblet sammen gjennom stålbruer. Feltsenteret i den første fasen omfattet en prosessplattform, en stigerørsplattform, en boreplattform og en stor utstys- og boligplattform med 450 lugarer. Hele området strekker seg over en lengde på 700 meter. I tillegg til plattformene omfattet utbyggingen i første fase: 3 havbunnsinstallasjoner, eksportørledninger for olje og gass, samt anlegg for forsyning av kraft fra land.

Johan Sverdrup fase 2 besto av en ny plattform, fem nye havbunnsystemer, 28 nye brønner, en ny modul til eksisterende stigerørsplattform samt tilrettelegging av kraft til Utsirahøyden. Prosjektet ble levert på tid og kost til tross for koronapandemien.

Landbasert driftsstøtte er i Stavanger, Sola fungerer som helikopterbase, og forsyningsbasen ligger i Dusavika utenfor Stavanger.

Investeringen

Totale utbyggingskostnader for de to fasene var i den første konsekvensutredningen estimert til 198,1 milliarder 2014-kroner, tilsvarende 248,5 milliarder 2022-kr.³ Av dette utgjorde den første fasen 103 milliarder 2014-kroner, tilsvarende 129,2 milliarder 2022-kr. Sluttregnskapet for utbyggingen viser at de faktiske investeringskostnadene for den første fasen ble 105,4 milliarder 2022-kr.

I perioden mellom de to fasene gjennomførte Equinor flere forbedringsprogram og investeringsestimater for den andre fasen ble halvert sammenlignet med de opprinnelige estimatene. Det nye estimatet for den totale investeringen var i konsekvensutredningen fra 2017 på 149,4 milliarder 2017-kr, det vil 173,9 milliarder 2022-kr.⁴ Sluttregnskapet for begge fasene viser en investering på totalt 154,6 milliarder 2022-kr, hvorav en norsk leveranseandel på 64,1 prosent. Til sammenligning var det i konsekvensutredning og PUD estimert en norsk andel mellom 55 og 58 prosent.

Leverandørene i utbyggingen

Et utbyggingsprosjekt i denne størrelsesorden er avhengig av en rekke leverandører, både små og store. Prosjektering og innkjøpsledelse ble utført av Aker Solutions. Aibel fikk oppdraget med å bygge boreplattform og den ekstra prosessplattformen i fase 2. Utstys- og boligplattform ble bygd av K2JV. To av de fem plattformene; stigerørsplattformen og den første prosessplattformen ble bygd av Samsung Heavy Industries i Sør-Korea. Fire av de fem stålunderstellene ble bygd i Verdal på verftet til Aker Solutions⁵. Dragados Offshore i Spania hadde oppdraget med å bygge stålunderstellet til utstys- og boligplattform. Ved verftet til Rosenberg Worley i Stavanger ble gangbruene som binder plattformene sammen produsert, i tillegg ble det også her produsert flammeståler. Sammenkoblinger offshore ble utført av Aibel, Aker Solutions og ASK JV. Transport og installasjon av alle plattformdekkene ble utført av Pioneering Spirit.

Odfjell Drilling ble tildelt borekontrakten, og benyttet Deepsea Atlantic til dette oppdraget. I tillegg leverte Odfjell Technology og Baker Hughes bore- og brønntjenester.

Mitsui fikk oppdraget med å fabrikere eksportørledningene, som ble gjort i Japan. Det britiske selskapet Saipem fikk oppdraget med å installere eksportørledningene.

RETTIGHETSHAVERE



equinor

Equinor Energy AS
42,63% (operatør)



Aker BP
31,57%



Poro AS
17,36%



TotalEnergies EP
Norge AS 8,44%

¹ Prop. 41 S (2018–2019).

² På grunn av landarbeidet i forbindelse med eksportørledningene samt kraft fra land var det også et krav om at det måtte utarbeides Plan for Anlegg og Drift (PAD) for disse delene av prosjektet.

³ I PUD fra 2014 er det anslått at investeringen for hele utbyggingen ville ligge et sted mellom 170 og 220 milliarder 2014-kr, hvorav investeringen for fase 1 var estimert til i størrelsesorden 100–120 milliarder 2014-kr.

⁴ Investeringsbudsjettet i PUD fra 2017 er justert til 140–150 milliarder 2017-kr.

⁵ Aker Verdal har skiftet navn til Aker Solutions.

Tabell 0.1 – Investeringsbudsjettet for Johan Sverdrup og norske leveranser

	FASE 1			FASE 2			FULL UTBYGGING (TOTALT)		
	Investering Mill NOK	Norske leveranser		Investering Mill NOK	Norske leveranser		Investering Mill NOK	Norske leveranser	
		Norsk andel i %	NOK		Norsk andel i %	NOK		Norsk andel i %	NOK
Prosjektledelse, studier og driftssikring	3 345	99,7 %	3 337	3 621	95,5 %	3 459	6 966	97,5 %	6 795
Prosjektering og innkjøp	13 703	68,3 %	9 364				13 703	68,3 %	9 364
Plattformdekk og stålunderstell	31 863	57,6 %	18 354	16 734	67,9 %	11 366	48 597	61,2 %	29 720
Undervannsutstyr og marine operasjoner	3 376	54,3 %	1 832	5 700	50,9 %	2 900	9 075	52,1 %	4 732
Landanlegg	979	90,0 %	881	741	90,3 %	668	1 720	90,1 %	1 550
Transport, installasjon og ferdigstilling	13 443	78,9 %	10 607	8 631	74,2 %	6 407	22 075	77,1 %	17 013
Eksportørledninger inkl. landfall og modifikasjoner	5 254	25,4 %	1 333				5 254	25,4 %	1 333
Boring og Brønn	10 167	90,6 %	9 209	9 490	90,3 %	8 567	19 657	90,4 %	17 776
Forsikring	428	25,0 %	107				428	25,0 %	107
Valutaeffekter	8 306			2 077			10 383		
Totalt investering i løpende kroner	90 865	60,6 %	55 024	46 993	71,0 %	33 366	137 858	64,1 %	88 391
Total investering i faste 2022-kr	105 422			49 133			154 555		

Equinor valgte FMC Kongsberg Subsesa/TechnipFMC som leverandør av undervannsproduksjonssystem. Subsea7 hadde i oppdrag å levere undervannsrørledninger og utføre marine operasjoner. Permanent Reservoir Monitoring (PRM) ble levert av Alcatel Submarine Networks i Frankrike.

I forbindelse med elektrifiseringen av feltene ble det inngått avtale med NKT HV Cables i Sverige om leveranse av høyspentkabler. Aibel vant konkurransen om oppdraget med anleggsarbeid og landanlegg for strømforsyningen. HVDC System og utstyr til elektrifiseringen ble kjøpt fra ABB i Sverige. I fase 2 hadde ASK JV/Aker Solution også et oppdrag med å gjøre modifikasjoner på stigerørplattformen.

Teknisk sett gikk det meste i byggeperioden i henhold til planen og de ulike komponentene ble levert til riktig tid.

Vi har her kun omtalt de største hovedkontraktørene, i tillegg til disse finnes det flere hundre små og store leverandører i de ulike fasene, hvorav de fleste med underleveranser til hovedkontraktørene.

Kraft fra land

Johan Sverdrup får strøm fra land gjennom likestrømkabler fra Haugsneset i Rogaland. I 1996 vedtok Stortinget at det ved alle nye feltutbygginger skal legges fram en oversikt over energibehov og kostnadene ved å benytte kraft fra land framfor gassturbiner. Den første kabelen

som ble lagt i første fase leverer strøm til de fire plattformene som ble bygd i denne fasen. I fase 2 ble det lagt ytterligere én kabel som forsyner den femte plattformen på Sverdrup-feltet, i tillegg til seks andre plattformer med tilhørende satellitt-felt på Utsirahøyden.

Johan Sverdrup har 80–90 prosent mindre karbonutslipp sammenlignet med en standard utbygging som bruker gassturbiner til kraftgenerering. Unngåtte klimagassutslipp fra Sverdrup-feltet som følge av elektrifiseringen tilsvarer 620.000 tonn CO₂ i årlig gjennomsnitt over feltets levetid (50 år). I tillegg vil overføringen av kraft til Utsirahøyden redusere utslipp fra øvrige felt som får kraft via Johan Sverdrup med ytterligere 550.000 tonn CO₂ i gjennomsnitt per år. Til sammen gir dette en samlet reduksjon av CO₂-utslipp på 1,2 millioner tonn per år, tilsvarende cirka 2,6 prosent av Norges utslipp i 2023.

Ut over reduserte utslipp bidrar kraft fra land til et bedre arbeidsmiljø som følge av mindre støy. En annen fordel er reduserte vedlikeholdskostnader.

Drift av felt

15. desember 2022 var hele Johan Sverdrup-feltet i produksjon. Driftsregnskapet viser at det i et gjennomsnittlig driftsår koster om lag 3,9 milliarder kroner å drifte Johan Sverdrup. Beløpet er eksklusiv miljøskatter, samt andre skatter og avgifter. Eventuelle nye årlige investeringer er heller ikke inkludert. Driftskostnadene fordeler seg

Tabell 0.2 – Estimer på investering- og driftskostnader i konsekvensanalysene fra 2014 og 2017, samt norske andeler

			Total kostnad til utbygging og drift		Norsk lev. andel		Norske leveranser	
			Fase 1	Full utbygging	Fase 1	Full utbygging	Fase 1	Full utbygging
Samf. konsekvensanalyse 2014	Utbygging	2014-kr	103 000	198 100	57 %	58 %	58 200	115 200
		2022-kr	129 216	248 520	57 %	58 %	73 653	144 142
	Drift	2014-kr	3 492	4 789	94 %	95 %	3 295	4 537
		2022-kr	4 380	6 008	94 %	95 %	4 117	5 708
Samf. konsekvensanalyse 2017	Utbygging	2017-kr	104 350	149 436	55 %	55 %	56 998	82 259
		2022-kr	121 455	173 931	55 %	55 %	66 341	95 742
	Drift	2017-kr	2 409	2 993	94 %	95 %	2 270	2 830
		2022-kr	2 804	3 484	94 %	95 %	2 642	3 294

på ordinære driftskostnader hvor lønn og vedlikehold & modifikasjonskostnader utgjør en stor del. Logistikk og innkjøp av kraft er andre betydelige kostnadsposter i driftsregnskapet. Faktiske ordinære driftskostnader er omtrent på samme nivå som det som ble skissert i konsekvensutredningen fra 2017.

Transport

Oljen fra Johan Sverdrup-feltet transporteres via rørledning til Mongstad, mens gassen transporteres i egen eksportørledning til Statpipe og videre til gassbehandlingsanlegget på Kårstø. Det meste av volumene produsert på Johan Sverdrup går til Europa.

Johan Sverdrup gir ringvirkninger

Utbyggingen av Johan Sverdrup bidro til 62.200 årsverk i Norge. Disse fordelte seg med 4.400 årsverk hos Equinor, 23.500 hos leverandører med direkte leveranser, 23.700 årsverk hos underleverandører og om lag 10.600 årsverk som konsumeffekter. Det var naturligvis i den første fasen at de fleste årsverkene kom til. Figur 0.1 viser en sammenligning av årsverkene i fase 1 og ved full utbygging sammenlignet med estimatene i konsekvensutredning/PUD fra 2014. I forbindelse med den oppdaterte konsekvensanalysen i 2017 ble det gjort en endring i metodikk for beregning av ringvirkninger som gjør det vanskelig å utføre en direkte sammenligning med estimatene fra 2017. I ettertid har Offshore Norge bidratt til utarbeidelse av en felles bransjestandard for beregning av ringvirkninger relatert til petroleumsinstallasjoner. I denne ringvirkningsanalysen retter vi oss etter gjeldende bransjestandard og det er da naturlig

å sammenligne med estimatene fra 2014, siden det i denne ble brukt en tilnærmet metode som bransjestandarden selv om investeringskostnadene er betydelig redusert siden de første estimatene.

I konsekvensutredningen for 2014 var det estimert 51.800 årsverk i fase 1 og 96.400 ved full utbygging. Lavere investeringskostnader i den siste fasen er hovedårsaken til at faktisk oppnådde årsverk er noe lavere enn i konsekvensutredningen. Ulik metode for beregning av konsumeffekter er en annen forklaringsfaktor.

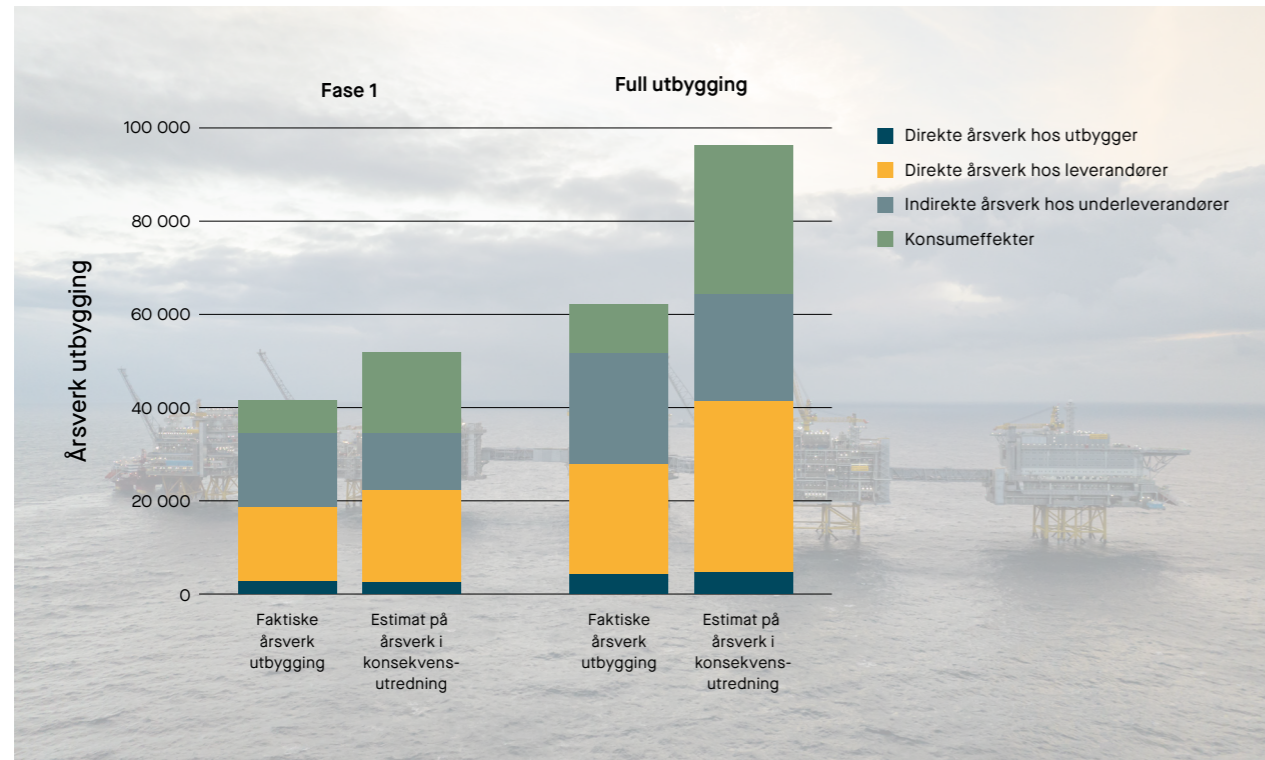
Ringvirkningene for utbygging av kraft fra land samt eksportørledningene inngår i de totale ringvirkningene. Det er også gjennomført egne ringvirkningsberegninger på disse delene som forklares nærmere i kapittel 5.

Drift av Johan Sverdrup-feltet vil danne grunnlag for tusenvis av norske arbeidsplasser i nærmere 50 år frem i tid, offshore og på land. Figur 0.2 viser en oversikt over størrelsen på årsverk forbundet med drift av Johan Sverdrup i 2021 (fase 1) og i et gjennomsnittså ved full utbygging (2023). Antall årsverk forbundet med drift er noe lavere enn hva som ble beregnet i konsekvensutredningen.

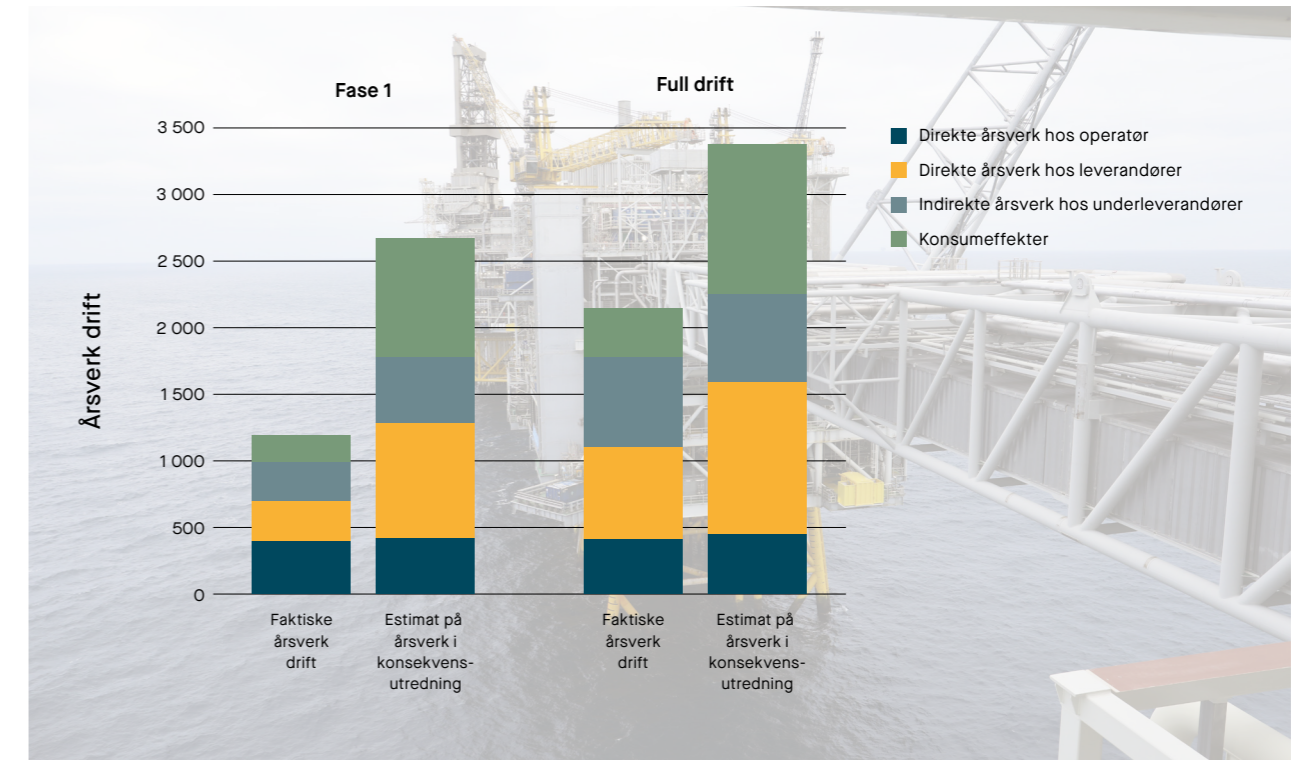
Et lønnsomt felt

Johan Sverdrup-feltet er svært lønnsomt, på platå produserer feltet opp mot 755.000 fat olje per døgn, som med dagens oljepris tilsvarer en verdi på 675 millioner kroner per dag. 82 prosent av inntektene fra Johan Sverdrup går til staten gjennom skatter og direkte eierandeler, beregnet til totalt om lag 1 100 milliarder kroner over feltets levetid.

Figur 0.1 — Norske årsverk i forbindelse med utbygging av Johan Sverdrup sammenlignet med estimat i konsekvensutredning og PUD



Figur 0.2 — Norske årsverk i forbindelse med drift av Johan Sverdrup sammenlignet med estimat i konsekvensutredning og PUD. Det er år 2021 som er benyttet for fase 1 og et gjennomsnitt av årene 2023/2024 for full drift.



Johan Sverdrup. Foto: Equinor



1. Sentrale begreper, metodikk og informasjonskilder

Bakgrunn for studien

I tråd med Meld. St. 28 (2010–2011) En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten skal operatøren senest to år etter at feltet er satt i produksjon gjennomføre en ringvirkningsanalyse av utbyggingen. Krav om at det skal gjennomføres en etterprøvningsstudie av ringvirkninger er også stadfestet i forbindelse med Stortingets godkjenning av utbyggingene:

- Prop. 114 S: Norges største industriprosjekt – utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet med status for olje- og gassvirksomheten
- Prop. 41 S (2018–2019): Utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltets andre byggetrinn og anlegg og drift av områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog

Sammenligningsgrunnlag

I denne ringvirkningsanalysen sammenligner vi faktiske tall fra utbygging og drift med estimater i konsekvensanalysene, PUD og PAD. Det er utført en sammenligning av:

- Investeringskostnad for begge fasene og for hele utbyggingsprosjektet samlet
- Driftskostnader i et ordinært driftsår, første fase og ved full utbygging
- Andel norske leveranser i utbygging og drift, fordelt på første fase og for full utbygging
- Sysselsettingsvirkninger, fordelt på første fase og totalt

Ved en sammenligning av oppnådde ringvirkninger med estimater som er gjort flere år tilbake i tid må en være oppmerksom på at det har skjedd flere endringer og hendelser både i prosjektet fra de første beregningene

ble gjort i konsekvensutredningen til Johan Sverdrup kom i drift, eksempler på dette er:

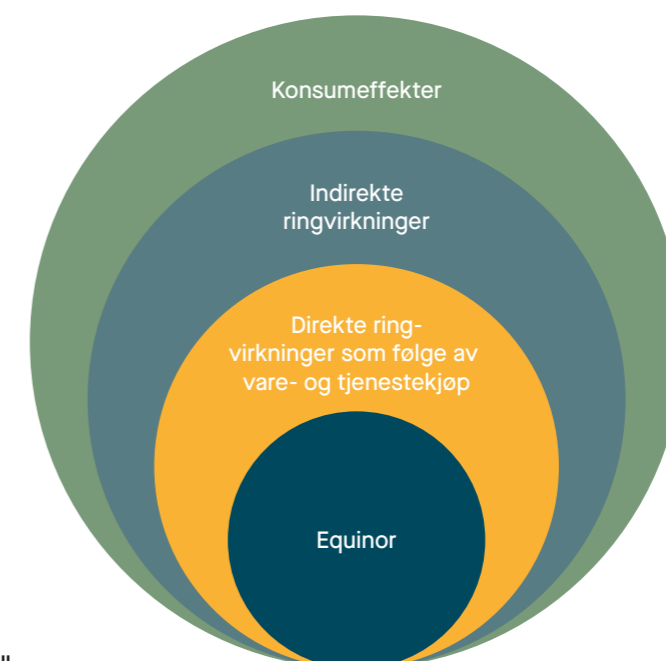
- Prisutvikling, fra prosjektoppstart i 2015 til full produksjon i desember 2022
- Valutaendringer

For å kunne sammenligne kroneverdiene har vi omregnet alt av estimater og faktiske kostnader til 2022-kr.

Utgangspunktet for beregning av leveranser og sysselsettingsvirkninger

Equinor handler varer- og tjenester i et globalt marked. I denne analysen er det de norske leveransene som ligger til grunn for ringvirkningsberegningene. Vi skiller derfor mellom leveransene fra Norge og fra utland, slik at alle vare- og tjenesteleveranser fra norskregistrerte leverandørbedrifter framkommer som norske vare- og tjenesteleveranser. Norske leveranser kan naturligvis inneholde import av varer og tjenester produsert i utlandet, dette er hensyntatt i beregningene av årsverk. Motsatt kan også noen av de utenlandske leveransene inneholde noe norskproduserte varer og tjenester, og kartlagte norske leveranser til utenlandske kontraktører er inkludert. I tilfeller hvor en leveranse er gitt til et norskregistrert selskap, men hvor hele jobben er utført i utland har vi regnet leveransen som utenlandsk. For å få et korrekt grunnlag for ringvirkningsberegningene er verdien av norske selskapers bruk av egne verft/avdelinger i utland trukket ut. Større innkjøp av stål til bruk ved verftene er også trukket ut.

Direkte årsverk (virkninger) omfatter de ansatte i Equinor som har jobbet med utbyggingsprosjektet og med drift. I tillegg omfatter denne gruppen årsverk hos leverandører med direkteleveranser til Equinor, det vil si leverandører i første ledd. Vi har omregnet



Figur 1.1 – Ringvirkningsmodell

leveranseverdi for samtlige leveranser til årsverk. Det er hensyntatt at prisen for et årsverk har økt gjennom prosjektperioden.

Indirekte årsverk (virkninger) oppstår når leverandørbedrifter handler varer og tjenester hos sine underleverandører. Slike underleveranser kan skje i mange ledd. Ringvirkningsmodellen beregner virkningene helt tilbake til siste ledd.

Konsum utgjør om lag 20 prosent av de direkte og indirekte årsverkene. Eksempler på dette er ansatte som mottar lønn og benytter denne til kjøp av varer og tjenester til private formål, eller at en kommune får økt skatteinngang som igjen gir økt kommunalt konsum. I denne studien ser vi tydelig konsumeffektene i form av offentlig sysselsetting, private tjenester og varehandel. Konsumberegningene er utført ved bruk av PANDA.

Informasjonskilder og datagrunnlag

Følgende kilder er benyttet som grunnlag for analysen:

- Tilgjengelige sekundærkilder fra Equinor; budsjetter, prosjektreknskap, leverandørlistor, presentasjoner og rapporter
- Konsekvensutredninger fra 2014 og 2017 for Johan Sverdrup-feltet (Equinor med partnere)
- Johan Sverdrup - Kraft fra land – konsekvensanalyse 2014 (Equinor med partnere)
- Samfunnsmessig konsekvensanalyse fra 2014 og 2017 (Agenda Kaupang)
- Samfunnsmessige og samfunnsøkonomiske konsekvenser av eksportørledninger for olje og gass fra Johan Sverdrup feltet (Asplan Viak)

- Stortingsproposisjonene hvor godkjenning av utbyggingen og anleggsarbeidet er gitt (for begge fasene)
- Samtaler med utvalgte nøkkelpersoner/representanter hos Equinor og hovedkontraktører
- Diverse statistikker fra SSB, blant annet gjennomsnittsverdier for produksjonsverdi på årsverk i de aktuelle årene

Fortregningseffekter

Analysen omfatter ikke fortregningseffekter i næringslivet. Det betyr at flere av årsverkene i leverandørindustrien også kunne ha oppstått i andre næringer. Årsverkene i leverandørindustrien er ikke nødvendigvis nyskapt årsverk, men leveransene til Johan Sverdrup har bidratt til å opprettholde sysselsetting i de næringene som har leveranser til utbyggingen og/eller til drift av feltet.

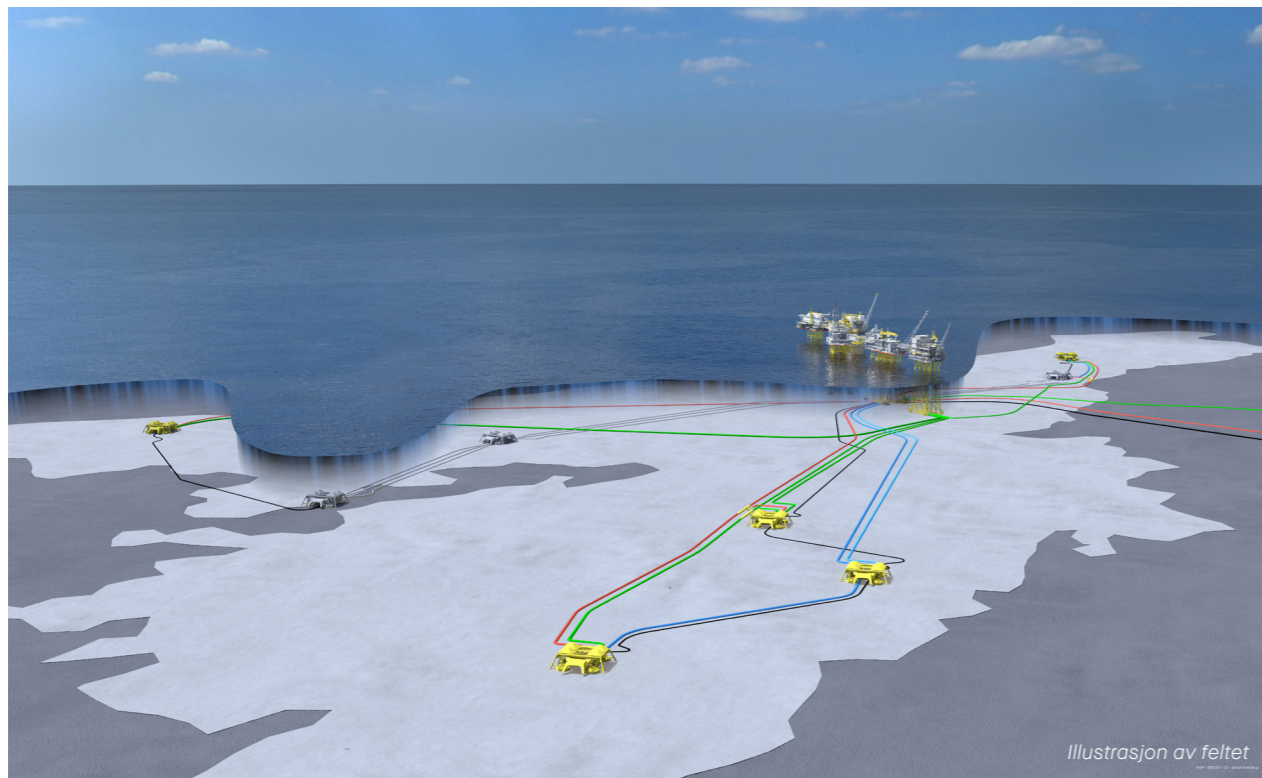
Usikkerhet ved beregningene

Det er benyttet gjennomsnittstall for produksjonsverdi per årsverk innenfor de ulike næringene som grunnlag for beregning av ringvirkninger i første ledd. Det kan derfor være at en leverandør har noen flere, eller noen færre årsverk enn det som beregningene viser. I det store bildet vil likevel beregningene være så korrekt som det er mulig å få til i en slik analyse. Den benyttede ringvirkningsmodellen bygger på SSB sine kryssløp, som har sitt utgangspunkt i nasjonalregnskapet. Kryssløpet bygger på historisk statistikk om hvordan ulike næringer handler hos hverandre.

2. Utbyggingen av Johan Sverdrup

Det første funnet i det som i dag utgjør feltet Johan Sverdrup ble gjort i 2010, da kalt Avaldsnes. Aldous Major North og Aldous Major South ble funnet i 2011, mens Geitungen ble funnet i 2012. Energidepartementet⁶ kunngjorde at funnene fikk navnet «Johan Sverdrup-feltet», etter politikeren Johan Sverdrup. Feltet er lokalisert i Nordsjøen, 160 kilometer vest for Stavanger. Vann- dybden er 110–120 meter. Reservoaret er en del av den geologiske strukturen Utsirahøyden i den midtre delen

av Nordsjøen, 65 kilometer nordøst for Sleipnerfeltene. Plan for utbygging og drift for første byggetrinn, også kalt fase 1, ble i juni 2015 godkjent av Stortinget. I april 2019 godkjente Stortinget plan for utbygging og drift for andre byggetrinn, fase 2, som var en utvidelse av feltcenteret med ny prosessplattform. I fase 2 skulle det også gjøres modifikasjoner på stigerørsplattformen inkludert en ny modul og fem nye havbunnsrammer.



Installasjonene på Johan Sverdrup

Fem plattformer

Utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet ble gjort i to faser. I første fase ble det bygd fire plattformer; 1) Boreplattform, 2) Prosessplattform, 3) Stigerørsplattform og 4) Utstys- og boligplattform. De fire innretningene har broforbindelser. I fase 2 ble det bygd en ekstra prosessplattform, som utgjør den femte og siste plattformen i utbyggingsfasen. I tillegg ble det installert en ny modul på stigerørsplattformen, samt fem nye havbunnsrammer. Alle plattformene er bygget med stålunderstell. Som følge av den moderate havdybden var det tilstrekkelig å bruke tradisjonelle stålunderstell.

Boreplattform

Boreplattformen er beregnet for samtidig drift, boring, intervensjon og produksjon. Den består av tre hovedmoduler: Støtterammemodul, borestøtte-modul og boreutstyrsett. Plattformen er broforbundet med prosessplattformen og stigerørsplattformen i hver sin ende.

Prosessplattform (1)

Prosessplattform 1 sørger for prosessering og foredling av olje og gass fra Johan Sverdrup. Plattformdekket består av tre moduler: En støtterammemodul, en prosessmodul, og en kombinert prosess- og utstysmodul. Plattformen inneholder feltcenterets hovedprosesssystemer.

Daglig mottar prosessplattformen brønnstrømmen fra boreplattformen. Oljen sendes deretter videre til stigerørsplattformen for eksport i rørledning. Gassen komprimeres og tørkes til gasseksportkvalitet, for så å eksporteres eller brukes til gassløft.

Prosessplattformdekket veier om lag 28.100 tonn, er 139 meter langt, 69 meter bredt og 72 meter høyt. Den er broforbundet med boligplattformen og boreplattformen i hver sin ende.

Stigerørsplattform

Stigerørsplattformens funksjon er å ivareta alle utgående og innkommende rørledninger og kabler til og fra feltcenteret. Plattformen har 45 stigerør, og er dimensjonert for behov ved kommende utbyggingsfaser, samt for behov ved eventuell tilknytning av andre felt i nærheten. Fra plattformen eksporteres petroleum til land, gassen sendes til Kårstø og oljen til Mongstad. I tillegg ender strømkabelen fra land på denne plattformen hvor strømmen transformeres fra likestrøm til vekselstrøm for deretter å distribueres på feltcenteret. Plattformdekket er 124 meter langt, 28 meter bredt og 42 meter høyt. Det veier til sammen 23.000 tonn. Stigerørsplattformen er rustet for økt utvinning av eventuelle fremtidige utbyggingsfaser gjennom å ha 2.500 kvadratmeter ledig dekkplass.

Utsstys- og boligplattform

Utsstys- og boligplattformen innkvarterer de som skal jobbe på Johan Sverdrup-feltet de neste 50 årene. Med 450 lugarer, hvorav 110 lugarer har vendbare senger, er boligplattformen den største av sitt slag i landet.

I tillegg til innkvartering skjer kontroll og overvåkning av produksjonen på feltet fra kontrollrommet på denne plattformen. Beredskapssenteret ligger i nær tilknytning til kontrollrommet.

Plattformen inneholder også sentrale støttesystemer til feltcenteret, som nødkraft, brannvannsystemer, diesel, varmegjenvinning og ferskvannproduksjon. Utsstys- og boligplattformen er koblet til prosessplattformen på Johan Sverdrup-feltcenter med en gangbro. I den øverste delen av boligkvarteret finner vi helikopterdekk

⁶ Olje- og energidepartementet

og kontrolltårn for helikoptertrafikk. Plattformen er også tilrettelagt for SAR- helikopter med tilhørende fasiliteter, slik som garasje for helikopter og kontorer for piloter og mannskap.

Prosessplattform (2)

Den andre prosessplattformen ble bygget i fase 2 av prosjektet, som den femte og siste plattformen til Johan Sverdrup-feltet. Ettersom elektrifisering av Utsirahøyden var en del av andre byggetrinn, ble prosessplattformen (2) installert med en egen modul for forsyning av kraft fra land til felt i nærheten. Funksjonen er i hovedsak den samme som for den første prosessplattformen som ble bygd i fase 1.

Stålunderstell

De tre første stålunderstellene har oppdriftstanker, og ble slept ut til feltet før de ble senket ned. Det siste understellet var uten slike, og var den første som ble løftet på plass med det nye tungløftefartøyet Sleipnir. Totalt ble det brukt nesten 100.000 tonn stål under byggingen, i hovedsak levert fra Europa, og vekten på understellene varierer fra 12.300 til 26.000 tonn. Understellet til stigerørsplattformen er det største som noen gang er bygget for bruk på norsk sokkel. Det er 140 meter høyt, og dekker et område på 94 ganger 64 meter. Det er festet med 24 pæler som til sammen veier over 9.000 tonn.

Gangbroer

Gangbroene er i praksis tre store rør-rekker med en integrert gangbane, og forbinder de fem plattformene sammen.

Undervannsutstyr og eksportør

Johan Sverdrup-feltet har en betydelig undersjøisk infrastruktur i form av undervannsinstallasjoner. Disse omfatter feltinterne rør, stigerør, fiberkabler, bunnrammer, eksportør for olje og gass, kraftkabler, og diverse annen infrastruktur. Rørledningene er designet og bygget på en slik måte at de er overtrålbare, og er delvis dekket over med stein. I forbindelse med første fase i utbyggingen av Johan Sverdrup ble det installert tre standard bunnrammer for produksjon og vanninjeksjon nord og sør for feltsenteret, på 110 til 120 meters havdyp. I fase 2 ble det installert ytterligere fem nye bunnrammer. Kontrollkablene til brønnrammene er beskyttet mot fallende laster og fiskeriaktiviteter med kontinuerlig

steindekker som sikrer overtrålbare. Alle bunnrammene er overtrålbare.

Det er installert et omfattende PRM-system på havbunnen. PRM⁷ er et overvåkningsystem for å monitere reservoaret. Systemet dekker et område på mer enn 120 kvadratkilometer, og består av 380 kilometer med fiberoptiske seismiske kabler og mer enn 6.500 akustiske sensorer gravd ned på havbunnen. ASNs system består av passive sensorer på havbunnen, som ikke trenger vedlikehold, samt aktive komponenter på plattformen. Under seismikk-kampanjer fanges dataene opp av PRM og gir et 3D-bilde av reservoarene som kan tolkes mht. å optimalisere produksjonen.

Det er lagt to eksportør på havbunnen som skal frakte oljen og gassen til land. Oljerørledningen har en diameter på 36 tommer og en lengde på 274 km. Denne rørledningen frakter stabilisert olje fra Johan Sverdrup-feltet til Mongstad-terminalen. Oljerørledningen starter ved stigerørsplattformen på Johan Sverdrup-feltet og ender på Mongstad. Gassrørledningen transporterer riggass fra Johan Sverdrup-feltet til Statpipe riggassrørledning for videre transport til Kårstø. Rørledningen har en diameter på 18 tommer og er 156 kilometer lang. Gasseksportørret går fra nordøstsiden av stigerørsplattformen.

Kraft fra land

Johan Sverdrup-feltet får kraft til feltsenteret fra land gjennom ett tilknytningspunkt til sentralnettet på land på Kårstø i Rogaland. I første fase ble det etablert et nettanlegg med kapasitet til å levere 100 MW, som dekket behovet for kraft for fase 1. Det ble da installert en kabel som forsynte de fire første plattformene. I andre fase ble det etablert ett parallelt nettanlegg, og til sammen dekker disse nettanleggene kraftbehovet for full utbygging av Johan Sverdrup-feltet. I tillegg forsyner anlegget på P2 de andre feltene i området; Gina Krog, Edvard Grieg og Ivar Aasen. I ettertid ble også Sleipner feltsenter, med de tilknyttede feltene Gudrun, Ugard, Gungne og Sigyn en del av områdeløsningen. Sleipner feltsenter koblet seg med en kraftkabel til Gina Krog-plattformen, som igjen ble koblet opp til områdeløsningen for kraft fra land på Utsirahøyden.

Fra bryterstasjonen innenfor industriområdet på Kårstø er det lagt jordkabler på omtrent 4 kilometer for overføring av vekselstrøm til en ny omformerstasjon på Haugsneset. Det ble levert HVDC⁸ utstyr som omformer landnettets vekselstrøm til likestrøm på omformerstasjonen på Haugsneset for deretter å bli overført i en 200 kilometer lang strømkabel til Johan Sverdrup-feltsenter.

På stigerørsplattformen blir kraften omformet til vekselstrøm for å drifte feltsenteret. Tilførsel av landkraft gjør at Johan Sverdrup-feltet kan drives uten bruk av fossile brensler, som gjør feltet til et av de mest karboneffektive feltene i verden. Utslippsbesparelsene som følge av kraft fra land til feltet, er estimert til 460.000 tonn CO₂ per år. Feltsenteret til Johan Sverdrup ble forsynt med landkraft allerede i ferdigstillingsfasen. Med en rekke energikrevende operasjoner før produksjonsstart, som blant annet oppkobling av åtte forberede produksjonsbrønner, bidro dette til å ytterlig redusere karbonavtrykket til prosjektet.

Utover å bidra til reduserte klimautslipp er det flere fordeler ved bruk av kraft fra land, blant annet forbedret arbeidsmiljø for offshorearbeiderne. Det kan forklares med at det blir mindre støy og vibrasjoner fordi man slipper turbiner og generatorer som står og går. Gass-turbiner krever dessuten mer vedlikehold og må på et tidspunkt byttes ut. Kraft fra land bidrar til mindre vedlikehold og reduserte driftskostnader. Kablene til både Johan Sverdrup og de andre feltene på Utsirahøyden har en total kapasitet på 300 MW.

Brønner

Utbyggingsløsningen for første byggetrinn hadde en boreinnretning med 48 brønnsliiser som er tilrettelagt for at boring, brønnintervensjon og produksjon skal kunne utføres samtidig. I fase 1 ble totalt 20 brønner boret med flyteriggen Deepsea Atlantic, der 12 av disse var injektorbrønner fra havbunnsrammene E, F og G, og de resterende åtte var produsentbrønner fra D-rammen. I fase 2 ble det boret ytterligere 28 nye brønner. 17 av disse er havbunnsbrønner boret av Deepsea Atlantic, og 11 plattformbrønner boret ved bruk av boreriggen på boreplattformen. I. Produksjonsbrønnene i første fase er plassert sentralt og høyt i de tykkeste delene av reservoarene. I andre fase er produksjons- og injeksjonsbrønnene plassert på mindre sentrale deler av feltet for å gi økt produksjon.

Helikopter og forsyningsbase

Sola fungerer som helikopterbase, og forsyningsbasen ligger i Dusavika utenfor Stavanger.



Stålunderstellet til stigerørsplattformen.
Foto: Aker Solutions

⁷ PRM = Permanent Reservoir Monitoring system

⁸ HVDC = High Voltage Direct Current, høyspennings likestrømsutstyr

3. Faktorer som påvirket utbyggingen av Johan Sverdrup

Ingen utbyggingsprosjekter er like, og det er mange faktorer som kan påvirke utviklingen av et stort prosjekt som Johan Sverdrup. I avsnittene nedenfor redegjøres det for noen av de viktigste tingene som hovedkontraktørene mener har hatt betydning for utbyggingen av Johan Sverdrup.

Etterlengtet prosjekt i leverandørindustrien

Utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet ble gjennomført både raskere og rimeligere enn planlagt. Beslutningen om utbyggingen kom på et gunstig tidspunkt, der leverandørnæringen hadde få oppdrag etter fall i oljeprisen i 2014-2015. Equinors kostnadsanslag ble også gjort på et tidspunkt hvor leverandørprisene i markedet var høyere, og kostnadsuttene som ble gjort i leverandørnæringen ga et betydelig bidrag til at samlet investeringssum ble lavere enn budsjettet.

Samarbeid og bruk av riktig kompetanse

En viktig faktor som fremheves av mange hovedkontraktører er måten kontraktene ble satt opp på, betydningen av godt samarbeid mellom alle involverte og fokus på løsningsorientering. I mange tilfeller ble det satt av god nok tid til planlegging og til samspill med både Equinor, viktige samarbeidspartnere og kontraktører på andre deler av utbyggingen ved behov. Johan Sverdrup-utbyggingen var både stor og prestisjefull med tanke på teknologi og metodikk som ble valgt og utviklet. En konsekvens av oljeprisfallet var at det for en del norske oljeleverandører var svært viktig å øke aktiviteten for å beholde ansatte, og det var hard konkurranse om de ulike kontraktene. Både i kontraktsarbeid og i gjennomføringsfasen ble i mange tilfeller den aller beste kompetansen i leverandørbedriftene benyttet. Dette dannet også et godt grunnlag for å få samarbeidet i gjennomføringsfasen til å fungere godt, også mellom konkurrenter. For de kontraktørene som ble tildelt flere oppdrag gjennom utbyggingen har det vært en

suksessfaktor at de har klart å bruke den samme kritiske kompetansen i alle deler, og bygge videre på erfaringene gjennom utbyggingen.

Satte ny standard for HMS

HMS-resultatene gjennom hele utbyggingsperioden har vært svært gode, og Equinors krav og oppfølging har i flere tilfeller satt en ny standard for andre prosjekter i verden. Dette gjelder ikke minst Equinors sterke fokus på de ansattes rettigheter, ikke bare hos kontraktørene, men også hos underleverandører i Norge og utlandet. En viktig suksessfaktor igjen er god planlegging og forarbeid, fokus på grundig og sikker gjennomføring fremfor tidspress, og tilrettelegging for god samhandling mellom partene.

Pandemien

Pandemien skapte utfordringer i hele samfunnet, og påvirket til dels fase 2 av utbyggingen av Johan Sverdrup. Selv om det førte til noen forsinkelser og økte kostnader med hensyn til pålagte smitteverntiltak resulterte det ikke i at ferdigstillingen av utbyggingen ble forskyvet. Det ble lagt ned en betydelig innsats for å ivareta personell, og effekten av samarbeidet i fase 1 gjorde at bruk av digitale møteplasser kunne benyttes uten at det forsinket fremdriften. Det var også liten grad av smitte på produksjonsstedene som var involvert i fase 2-utbyggingen. I de tilfellene det ble forsinkelser klarte man å hente det inn igjen, i noen tilfeller ved at arbeid måtte gjøres offshore.



Johan Sverdrup.
Foto: Equinor

Utstillingsvindu for digital teknologi

I tillegg til at Johan Sverdrup tok i bruk ny metodikk for installasjonsarbeid offshore er feltet et utstillingsvindu for digital teknologi, og bidrar til økt sikkerhet, reduserte kostnader, maksimert avkastning og reduserte utslipp. Fjernstyrte boreoperasjoner er fullt ut tatt i bruk, med redusert behov for personell offshore. Systemene som er installert for overvåkning av reservoarene gir en helt ny mulighet for å øke utvinningsgraden, minimere utslipp og planlegge for en optimal drift. Det ble utviklet en spesiell ned-i-hull-måleteknologi som beskriver reservene på en langt mer effektiv måte enn før. Johan Sverdrup har også en digital tvilling (Echo), som lar arbeidstakere utforske alle detaljene på plattformene i en virtuell digital modell ved hjelp av Microsoft 3D Hololens-teknologi. Digital Field Worker-appen lar offshorearbeiderne aktivere arbeidstillatelser, sjekke utstyr og lese systemhåndbøker uten å måtte gå tilbake til skrivebordet. I tillegg er det en rekke andre digitale løsninger som øker effektiviteten og reduserer nedetid. Resultatet er at Johan Sverdrup kan karakteriseres som en «boremaskin», som enkelte dager slår de mobile flyteriggene.

Miljøgevinster

En annen suksess er at rensing av borekaksen skjer på plattformen istedenfor på land. Enheten som er installert (Thermo-cuttings cleaning (TCC®)) er den eneste av sitt

slag i Nordsjøen. Dette har gitt en miljøgevinst utenom det vanlige, med en årlig CO₂-besparelse på cirka 480.000 tonn hvert år. Borekaksen prosesseres offshore med strøm fra land, tørrstoffet males opp og sendes til sjø, oljen gjenvinnes, og vannet behandles offshore. Det har også redusert et betydelig antall løft og redusert risikoen som ville ha vært om dette ble sendt med båt til land. Det har samtidig redusert belastningen på land-anleggene som har begrenset kapasitet for behandling, destruering og lagring.

Rekordløft

Det ble satt verdensrekord i tunge løft offshore i utbyggingen av Johan Sverdrup. Verdens største løftefartøy Pioneering Spirit ble tatt i bruk for denne type operasjon for første gang. Løftet av prosessplattformen i fase 1 var det tyngste løft gjennomført offshore noensinne. Løftene ble utført på en trygg og effektiv måte uten skade på mennesker eller miljø. Disse enorme løftene ble utført i løpet av bare noen få timer. I løpet av kun tre dager i mars 2019 ble nesten 47.000 tonn løftet på plass. Det å løfte inn hele plattformdekk (i stedet for å løfte inn en plattform i form av flere moduler) ga en besparelse på flere millioner arbeidstimer offshore, og ga Johan Sverdrup en tidligere oppstart enn hva som ellers ville vært mulig.

FAKTA

- Feltet ligger i området Utsirahøyden i Nordsjøen, 160 kilometer vest for Stavanger, i vanddybder på 110–120 meter, og dekker et område på 200 kvadratkilometer
- Produksjonslisensene 265, 501, 501B og 502
- Lisenshavere: Equinor Energy AS 42,6 prosent (operatør), Aker BP 31,6 prosent, Peto AS 17,4 prosent og TotalEnergies EP Norge AS 8,4 prosent
- På grunn av prosjektets størrelse ble det utbygd i to faser. Johan Sverdrup fase 1 startet produksjonen 5. oktober 2019 og fase 2 startet produksjon 15. desember 2022
- Feltet er det tredje største oljefeltet på norsk sokkel, med forventede ressurser på 2,7 milliarder fat oljeekvivalenter hvorav 95 prosent olje, 3 prosent tørrgass og resten er NGL. Det er ressurser nok til å drifte feltet i 50 år
- I 2023 ble det produsert 43,49 millioner Sm³ oljeekvivalenter på Johan Sverdrup, det vil si 39,6 prosent av all oljeproduksjon i Norge det året
- Johan Sverdrup feltcenter er utbygd med fem plattformer plassert på stålunderstell som er koblet sammen gjennom stålbruer. Feltet drives med kraft fra land. Boreinnretningen har 48 brønnsliiser og er tilrettelagt for at boring, brønnintervensjon og produksjon skal kunne utføres samtidig
- Olje og gass transporteres til terminaler på land via eksportør. Oljeeksportørledning er koblet til underjordiske fjellhaller (kaverner) på Mongstad-terminalen. Gassen eksporteres fra stigerørsinnretningen til terminalen på Kårstø gjennom en ny rørledning koblet til Statpipe
- Det er en ambisjon at feltet skal kunne utvinne 70 prosent av ressursene, til sammenligning er gjennomsnittet for norsk sokkel 47 prosent
- Investeringskostnadene for de to fasene utgjorde 154,6 milliarder 2022-kr
- I et gjennomsnittlig driftsår koster om lag 3,9 milliarder 2023-kroner å drifte Johan Sverdrup
- Landbasert driftsstøtte er i Stavanger, Sola fungerer som helikopterbase, og forsyningsbasen ligger i Dusavika utenfor Stavanger
- Johan Sverdrup har noen av de laveste CO₂-utslippene av noe oljefelt i verden, 80–90 prosent lavere enn det globale snittet



4. Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

64,1 prosent av vare- og tjenesteleveransene forbundet med utbyggingen av Johan Sverdrup gikk til norske virksomheter.

Formålet med ringvirkingsanalysen er å synliggjøre norske leveranser i forbindelse med utbygging og drift av Johan Sverdrup, i tillegg til å gjøre en sammenligning med estimatene i PUD/KU. Tabell 4.1 viser en oppsummering

av de totale investeringskostnadene, samt størrelsen på norske leveranser og andelen norske leveranser utgjør av de totale investeringene. Vi gir her en kort beskrivelse av de mest sentrale kontraktsområdene.

Tabell 4.1 – Investeringsbudsjettet for Johan Sverdrup og norske leveranser

	FASE 1			FASE 2			FULL UTBYGGING (TOTALT)		
	Investering Mill NOK	Norske leveranser		Investering Mill NOK	Norske leveranser		Investering Mill NOK	Norske leveranser	
		Norsk andel i %	NOK		Norsk andel i %	NOK		Norsk andel i %	NOK
Prosjektledelse, studier og driftssikring	3 345	99,7 %	3 337	3 621	95,5 %	3 459	6 966	97,5 %	6 795
Prosjektering og innkjøp	13 703	68,3 %	9 364				13 703	68,3 %	9 364
Plattformdekk og stålunderstell	31 863	57,6 %	18 354	16 734	67,9 %	11 366	48 597	61,2 %	29 720
Undervannsutstyr og marine operasjoner	3 376	54,3 %	1 832	5 700	50,9 %	2 900	9 075	52,1 %	4 732
Landanlegg	979	90,0 %	881	741	90,3 %	668	1 720	90,1 %	1 550
Transport, installasjon og ferdigstilling	13 443	78,9 %	10 607	8 631	74,2 %	6 407	22 075	77,1 %	17 013
Eksportrørledninger inkl. landfall og modifikasjoner	5 254	25,4 %	1 333				5 254	25,4 %	1 333
Boring og Brønn	10 167	90,6 %	9 209	9 490	90,3 %	8 567	19 657	90,4 %	17 776
Forsikring	428	25,0 %	107				428	25,0 %	107
Valutaeffekter	8 306			2 077			10 383		
Totalt investering i løpende kroner	90 865	60,6 %	55 024	46 993	71,0 %	33 366	137 858	64,1 %	88 391
Total investering i faste 2022-kr	105 422			49 133			154 555		

Prosjektledelse og studier

Utbygging av Johan Sverdrup krevde mange års planlegging og forarbeid før utbyggingen ble en realitet. Investerings størrelse og kompleksitet krevde bruk av store ressurser i oppfølgingen gjennom hele utbyggingsfasen. Utover prosjektledelse hadde Equinor også eget personell innenfor andre oppgaver i ulike deler av utbyggingen. Prosjektlederteamet fulgte opp alle kontraktene som lå hos ulike hovedleverandører både i inn- og utland. Denne kostnadsposten inkluderer også en rekke studier som ble utført både av norske og utenlandske leverandører. Flere av kontraktørene har i intervjuene fremhevet at Equinor hadde en veldig god prosjektledelse i dette prosjektet, fra planleggingsfase til ferdigstilling. Totale kostnader for prosjektledelse og studier ble 6,97 milliarder 2022-kroner. Samlet norsk andel relatert til prosjektledelse og studier ligger på 97,5 prosent. I konsekvensutredningene var det estimert en norsk andel på 100 prosent. Forskjellen skyldes bruk av utenlandske selskaper til enkelte av studiene. Kostnadene med prosjektledelse er noe høyere enn det som ble estimert i konsekvensutredningen.

Prosjektering og innkjøp

13,7 milliarder kroner, tilsvarende 9,9 prosent av den totale investeringskostnaden for Johan Sverdrup kan knyttes til arbeid med prosjektering, innkjøpsledelse og utstyr kjøpt direkte av Equinor. Norsk andel utgjorde 68,3 prosent. Til sammenligning var det i konsekvensutredningen estimert en norsk andel på 62,8 prosent. Kostnadene er noe lavere enn hva som ble estimert i konsekvensutredningen.

I januar 2015 inngikk Equinor kontrakt med Aker Solutions om prosjektering og innkjøpsledelse (EPma) for stigerørs- og prosessplattformen som ble bygget i fase 1, og inkluderte sammenkoblinger og gangbroer for hele feltet. Aker Solutions hadde også ansvar for forprosjekteringen av alle de fire plattformene som utgjorde feltetsenteret i første fase.

Kontrakten omfattet betydelig ingeniørarbeid hvor Aker Solutions i stor grad benyttet seg av egne personell-ressurser. Arbeidet involverte ansatte i Norge, i samarbeid med egne kontorer i London og Mumbai (India). Mye av suksessen i gjennomføringen kan tilskrives at mange av de involverte i for-fasene også deltok i EPma-arbeidet i fase 1.

Aker Solutions hadde sterkt fokus på kostnadsreduserende og effektivitetsforbedrende tiltak, i tett samarbeid med både Equinor og leverandører for å nå målet om produksjonsstart i 2019, hvilket de lyktes med.

Kostnadene for utstyrsleveransene i den første fasen til feltet beløpte seg til i overkant av 6,6 milliarder kroner, hvorav norske selskaper stod for 74,3 prosent av leveransene. I overkant av 90 norske virksomheter hadde leveranser av utstyret som inngår i denne kostnadsposten.

Plattformene

40,3 milliarder kroner, det vil si 29,2 prosent av den totale investeringskostnaden for Johan Sverdrup var knyttet til bygging og sammenstilling av de fem plattformdekkene. Norsk andel utgjorde 62,8 prosent av denne delen av utbyggingen. Den norske leveranseandelen er om lag 15 prosent høyere enn anslått i konsekvensutredningen fra 2017. Videre har det også vært en kostnadsbesparelse på mer enn 19 milliarder kroner for plattformene når vi sammenligner med konsekvensutredningen fra 2017.

Bolig- og utstyrsplattform

Kontrakten for prosjektering og bygging av dekket til bolig- og utstyrsplattformen ble tildelt et konsortium bestående av Aker Solutions og KBR⁹ i juni 2015. Kontrakten omfattet ingeniørarbeid, innkjøp og bygging (EPC), samt assistanse under uttesting offshore. Den ferdige plattformen ble overlevert til Equinor i februar 2019. Transport ut til feltet og installasjonen på understellet ble gjort med løftefartøyet Pioneering Spirit. Plattformen var i bruk etter bare 14 dager fra den kom offshore.

Aker Solutions og KBR hadde et felles, integrert prosjektlederteam. Engineering av plattformdekket ble ledet av KBR i Leatherhead (Storbritannia), med støtte fra engineeringsteamet i Aker Solutions. KBR hadde også ansvar for innkjøp av utstyr. Aker Solutions hadde ansvaret for innkjøp av bulk (for eksempel stål), bygging av utstyrsmodulen og sammenstilling av alle modulene til én enhet.

Byggingen av boligmodulen foregikk hos KBRs underleverandør Leirvik¹⁰ på Stord. Rundt én fjerdedel av dette arbeidet ble satt ut til Leirviks daværende søsterselskap Apply Emtunga¹¹ i Gøteborg (Sverige) på grunn av kapasitetsutfordringer. Boligmodulen ble bygget i seksjoner på 600–700 tonn hver, og fraktet til Aker Solutions sitt verft på Stord for sammenstilling.

Utstyrsmodulen ble bygget på Aker Solutions sitt verft på Stord, og hele plattformdekket ble sammenstilt og utrustet samme sted. Tre polske underleverandører (EPG, MPG og Crist Offshore) ble brukt for å levere ferdig fabrikerte og malte seksjoner på mellom 200 og 800

⁹ Konsortiet hadde navnet K2JV ANS. Kværner skiftet navn til Aker Solutions i 2022 etter fusjon.

¹⁰ Apply Leirvik skiftet navn til Leirvik i 2017.

¹¹ Apply Emtunga ble skilt ut fra virksomheten i 2017, og heter nå Emtunga Solutions.



tonn til Aker Solutions for sammenstilling og utrustning. En del utstyr, som livbåter og kraner ble kjøpt fra utenlandske leverandører. De største norske underleveransene omfattet klima- og ventilasjonsanlegg og pumper. I tillegg ble det leid inn en del utenlandsk arbeidskraft fra Polen og Baltikum i de mest hektiske periodene, også for å ha nok kapasitet på fagkompetanse det er mangel på i Norge (eksempelvis malere og isolatører). All innleie ble gjort gjennom faste leverandører som tilfredsstill alle krav som ble stilt fra både Equinor og i henhold til norsk regelverk.

Under sammenstillingen av hele plattformdekket flyttet Leirviks organisasjon inn på Aker Solutions verft, og partnerskapet bisto med assistanse i uttesting og ferdigstillingen offshore.

Boreplattform

I februar 2015 ble Aibel tildelt kontrakten med å bygge dekket til boreplattformen. Kontrakten omfattet ingeniørarbeid, innkjøp og bygging (EPC). Det ferdige plattformdekket ble installert på feltet i juni 2018.

Alt av ingeniørarbeid, innkjøp og oppfølging ble gjort ved Aibels kontor i Asker. Boremodulen ble bygget av Nymo i Grimstad, med borepakke levert fra National Oilwell Varco Norge (NOV). Dekksstrukturen / main support frame (MSF) ble bygget ved Aibels verft i Thailand, mens drilling support module (DSM) ble bygget ved Aibels verft i Haugesund.

Store deler av kontrakten var med norsk innhold. Odfjell Drilling var underleverandør på ingeniørarbeidet knyttet til boremodulen, mens personell fra STS Stillasservice og Kaefer Energy ble leid inn for ISO-arbeidet ved Aibels verft i Haugesund. Noen av de mindre seksjonene til DSM ble bygget i Polen, og transporten til Norge fra både Polen og Thailand ble gjort av utenlandske rederier. Stålet som ble brukt ble kjøpt fra Norsk Stål som kjøpte dette i det europeiske markedet. En del av utstyret var pre-definert av Equinor og ble kjøpt fra utlandet (for eksempel ventiler fra Italia).

Alle modulene ble løftet og satt sammen på en leker i Bømlafjorden ved bruk av tungløftefartøyet Thialf, slept til Aibels verft i Haugesund hvor integrasjon, ferdigstilling og testing ble gjennomført. Selve transporten ut til feltet og installasjonen på understellet ble gjort med løftefartøyet Pioneering Spirit.

Stigerørsplattform

I juni 2015 ble Samsung Heavy Industries tildelt kontrakten med å bygge dekket til stigerørsplattformen. Aker Solutions hadde gjennom EPma-kontrakten ansvar for ingeniørarbeidet og innkjøp av utstyrspakken til plattformdekket. Byggestart var ett år etter kontraktsinngåelsen. Stigerørsplattformen var den første som ble installert ute på Johan Sverdrup-feltet.

Plattformen ble bygget i tre moduler i Sør-Korea, og tidlig i 2018 ble de fraktet til Aibels verft i Haugesund for klargjøring.

Aker Solutions ble i 2018 tildelt kontrakten med modifikasjon av stigerørsplattformen, som innebar å bygge en modul på 5.000 tonn inklusive integrasjonsarbeidet på plattformen for å klargjøre systemet for den andre prosessplattformen. Selve byggingen foregikk på Aker Solutions verft på Stord, mens ingeniørarbeidet ble gjort i Stavanger. En del prefabrikasjon ble gjort i Polen, der stål-segmentene ble produsert før de ble sendt til Norge for installasjon av utstyr og ferdigstilling til én modul. Ute på plattformen besto arbeidet i å integrere modulen mot eksisterende systemer.

Prosessplattform (fase 1)

Byggingen av dekket til prosessplattformen (P1) ble tildelt Samsung Heavy Industries i Sør-Korea i 2015, med byggestart i 2016. Aker Solutions hadde gjennom EPma-kontrakten ansvar for ingeniørarbeidet og innkjøp av utstyrspakken til plattformdekket.

Samsung sluttførte bygging og testing i desember 2018, og plattformdekket ble fraktet til Aker Solutions verft på Stord i Norge med Boskalis Vanguard. Der ble to dekkskraner montert, og de siste forberedelsene ble gjort før plattformen ble fraktet ut til feltet med Pioneering Spirit og løftet på plass på understellet.

Prosessplattform (fase 2)

I april 2018 tildelte Equinor EPC-kontrakten for bygging av dekket til den andre prosessplattformen (P2) til Aibel. Plattformen var en del av andre fase i utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet.

Plattformdekket ble bygget i tre deler, hvor den mest prosessstekniske ble bygget ved Aibels verft i Haugesund. Selve dekkstrukturen/ main support frame (MSF) ble bygget ved Aibels verft i Thailand. Prefabrikasjon av rør og seksjoner til denne delen ble gjort av underleverandører i Thailand.

Plattformen skulle også ha en egen modul for å motta strøm fra land, som i tillegg til å forsyne feltet med strøm sendes videre til nærliggende installasjoner. Selve stålarbeidet, innvending isolasjon og malerarbeid på denne HVDC-modulen ble gjort ved Navantias verft i Spania. Årsaken var hovedsakelig mangel på kapasitet hos Aibel, spesielt på malerarbeid.

Aibels kontrakt innebar også transporten fra Spania og Thailand til Norge. Etter ankomst ble de tre modulene løftet sammen på en leker ute i Førresfjorden. Lekteren ble slept til Haugesund hvor Aibel ferdigstilte den. Plattformen ble overlevert til Equinor i 2022 for transport og installasjon på feltet.

Gangbroer og fakkeltårn

Rosenberg Worley¹² i Stavanger ble tildelt fabrikkasjonskontrakten for bygging av tre gangbroer og to fakkeltårn

12 Rosenberg WorleyParsons skiftet navn til Rosenberg Worley i 2019.



i 2016. Kontrakten innebar ansvar for fabrikkdesign, innkjøp og selve byggingen. Stålplater og -profiler ble levert av Norsk Stål, og de ulike typene rør ble levert av norske selskap, deriblant Scandinavian Fittings & Flanges i Sandnes. Alt byggearbeid foregikk ved verftet i Stavanger. Rosenberg Worley leide ISO-personell fra Kaefer Energy i Sandnes, siden det er mangel på slik kompetanse i Norge.

Stålunderstell

Kontrakten for understellet til utstyrs- og boligplattformen ble tildelt spanske Dragados Offshore. Kontrakten omfattet engineering, fabrikasjon og bygging, og ble utført ved verftet i Cadiz (Spania).

Aker Solutions Verdal¹³ ble tildelt kontraktene på bygging av de fire resterende stålunderstellene, der de tre til fase 1 av byggingen ble levert mellom juli 2017 og juli 2018. Understellet til prosessplattformen i fase 2 ble levert i juni 2021. Alle kontraktene var EPC-kontrakter, hvor Aker Solutions Verdal hadde ansvar for design, innkjøp og produksjon. Kontraktene var et resultat av en rammeavtale inngått med Equinor i 2014.

I forbindelse med byggingen ble majoriteten av arbeidet gjort ved verftet i Verdal. I byggefasen ble det brukt flere norske underleverandører, til arbeid med overflatebehandling (Beerenberg), sveising (Bauta) og

gummiering (Vipo). I tillegg ble polsk personell leid inn fra Fosdalen, som utførte sveise-, plate- og rørleggerarbeid ved Aker Solutions Verdal. Bunnene til stigerørs- og boreplattformen, samt flyteelementene til den andre prosessplattformen ble produsert i Dubai.

Investeringskostnadene for stålunderstellene utgjorde om lag 5,3 milliarder kroner, med en norsk andel på 55 prosent. Den norske andelen samsvarer med anslaget på 56 prosent i konsekvensutredningen fra 2017, men den faktiske investeringskostnaden er noe lavere enn estimatene tilsa.

Undervannsutstyr og marine operasjoner

Kostnadene til undervannsutstyr og marine operasjoner utgjorde 5,9 prosent av den totale investeringskostnaden, det vil si 9,1 milliarder kroner. Kostnaden for eksportrørene kommer i tillegg. Norske leverandører stod for 52,1 prosent av leveransene. Dette samsvarer med konsekvensanalysen fra 2014 som estimerte en norsk andel på 52 prosent for denne delen av utbyggingsprosjektet. Investeringskostnaden for undervannsutstyr og marine operasjoner er nærmere halvert sammenlignet med de opprinnelige planene.

Undervannsrørledninger og marine operasjoner

Subsea7 fikk i 2019 kontrakten for undervannsrørledninger og tilhørende marine operasjoner i andre utbyggingstrinn av Johan Sverdrup. Også i første fase hadde Subsea7 levert og installert en rekke undervannskomponenter og gjort oppkobling av rørledninger på feltet. Arbeidet startet opp høsten 2020, der avdelingen i Stavanger gjorde ingeniørarbeid og innkjøp.

Installasjonen offshore pågikk i perioden mars 2021 – september 2022, og omfattet rundt 100 km med feltrørledninger, inkludert 40 km rør-i-rør rørledninger, 27 km vanninjeksjons- og 37 km gassinjeksjonsrørledninger. De marine operasjonene inkluderte installasjon av 23 km med kontrollkabler, tie-in spooler og pre-ferdigstilling. I løpet av operasjonen ble det brukt flere fartøy (Seven Navica og Seven Vega).

Rørene ble levert av andre leverandører under kontrakt med Equinor, mens på Vigra Spoolbase (eid av Subsea7) ble rørdelene sveist sammen og overflatebehandlet. På basen hadde Subsea7 noe innleid utenlandsk arbeidskraft, mens overflatebehandlingen ble gjort av Shawcor (Orkanger). Hele den ferdige rørlengden ble spolt på leggefartøyet. Operasjonen til havs dekket et stort spekter av oppgaver; installasjon av styringskabler og andre strukturer, tildekking og dykker- og ROV-operasjoner. CSUB (Arendal) leverte cover i kompositt for å beskytte installasjonene. Spoolene ble produsert av Rosenberg Worley, mens PCO-arbeidet (flooding, cleaning og testing av systemet) ble gjort av IKM Testing.

IKM Ocean Design ble tildelt Johan Sverdrup hot-tap kontrakten i juni 2015. EPC-kontrakten omfattet Gooseneck Spool and Retrofit Hot-Tap Tee i fase 1 av prosjektet, samt det overordnede ansvaret for infrastrukturen på sjøbunnen. IKM hadde også en SURF-kontrakt¹⁴ i første fase av Johan Sverdrup-utbyggingen. Det ble boret et hull i Statpipe-røret, som ble koblet på gass-eksportrøret fra Johan Sverdrup-feltet mens Statpipe-røret var under trykk med gass. Under operasjonen ble fjernstyrte roboter og maskiner fra PRS-basen (Pipeline Repair System) ved Haugesund benyttet for å bore hullet (fjernstyrt Hot-Tap-teknologi).

Technip Norge ble tildelt en EPC-kontrakt for produksjon og legging av en 16" vanninjeksjonsrørledning med et indre plastbelegg. Rørledningen er 29 km lang og installasjonen ble gjort av selskapets leggefartøy Deep Energy i løpet av sommeren 2017.

Undervannsproduksjonsanlegg

FMC Kongsberg Subsea ble tildelt kontrakten med leveranse av 13 ventiltrær og brønnehoder, samt tre undervanns-brønnsrammer og kontrollsystemer i fase 1. TechnipFMC fikk en EPCI-kontrakt for fase 2, med

leveranse av fem havbunnsrammer/-manifolier og 18 ventiltrær med tilhørende utstyr og fiberoptisk kommunikasjon ned i brønnene. Havbunnsutstyret gjør det mulig å reinjisere sjøvann og produsert vann i Johan Sverdrup-reservoaret under produksjon, for å øke utvinningen og redusere utslipp.

FMCs kontor i Kongsberg hadde ansvar for prosjektledelse, system-engineering og ingeniørarbeidet. Mange av subsystemene (ventiltrærne og selve brønnehodene) ble også produsert på Kongsberg, men to subsystemer ble levert fra FMCs fabrikk i Dunfermline utenfor Edinburgh (Skottland). Det var kun ventiltrærne som ble produsert i Dunfermline, mens brønnehodene ble produsert i FMCs fabrikk i Malaysia (ledet fra Dunfermline).

Kontrollsystemene, bunnrammene og manifoldene ble produsert i Norge, ledet fra FMC Kongsberg Subsea. Fabrikasjon av to komplette subsea-manifold-system ble gjort hos Agility Group (Tønsberg), mens koblinger ble produsert av Aarbakke (Bryne). Kontrollmodulene ble produsert av FMC Kongsberg Subsea. Mange regionale bedrifter leverte deler og tjenester til prosjektet, deriblant Uvdal Maskinfabrikk, Bandak, Kristiansand Skruerfabrikk og Read Matre Instruments (nå en del av Siemens). I forbindelse med fabrikasjon av bunnrammer og manifolier ble mesteparten av ventilene kjøpt fra kjente leverandører i Italia.

PRM

Alcatel Submarine Networks (ASN) ble tildelt to EPCI-kontrakter (en for hver av utbyggingsfasene) for Permanent reservoar monitorering (PRM) på Johan Sverdrup-feltet. PRM er et overvåkningssystem for å overvåke reservoaret. ASN hadde ansvar for design, innkjøp, produksjon, marin installasjon og installasjon på topside. For første gang på norsk sokkel ble PRM installert allerede fra starten av feltets levetid. Hensikten med PRM er å optimalisere produksjonen og øke utvinningsgraden. Dataene er med på å avgjøre hvor det skal bores nye brønner på feltet og hvordan injeksjonen av vann og gass i reservoaret skal styres. ASN har en serviceavtale for vedlikehold av de aktive komponentene, og er til stede under seismikk-kampanjer for å se til at alt fungerer.

Utstyret ble produsert og sammenstilt ved ASNs anlegg i Frankrike og Storbritannia. Under den marine installasjonen ble et ASN-fartøy fra Frankrike brukt. Noe av arbeidet ble gjort fra ASNs avdeling i Norge, og Nexans Norway (Rognan) leverte kabler.

Eksportørledninger

Investeringskostnaden for eksportørledninger inkludert landarbeid og modifikasjoner på Mongstad-terminalen

¹³ Kværner Verdal skiftet navn til Aker Solutions Verdal etter fusjon i 2020.

¹⁴ SURF: Subsea Umbilicals, Risers and Flowlines.



Rørene lagret på Norsea Stordbase.
Foto: Mitsui & Co. Norway



Tungløftefartøyet Thialf løfter på plass modulene på stigerørsplattformen. Foto: Equinor

var 5,3 milliarder kroner. Kostnaden ble halvert sammenlignet med anslagene i konsekvensutredningen fra 2014. I den samme konsekvensutredningen ble det anslått en norsk andel på 50 prosent, men tilbakemeldinger fra kontraktørene tilsier at den faktiske leveranseandelen ble 25,4 prosent. Dette forklares med at begge rørene ble produsert i utland og installert av et utenlandsk selskap.

Mitsui & Co. Norway ble tildelt kontrakten med å produsere både olje- og gassseksportørledningene. Rørene ble produsert ved Nippon Steel & Sumitomo Metal (NSSMC) i Japan. Leveransen til Johan Sverdrup omfattet 37.000 rør, tilsvarende 44 mil eller 230.000 tonn. Rørene ble levert til NorSea sin base på Stord.

Wasco Coatings Malaysia hadde kontrakten med å påføre utvendig korrosjonsbehandling og utvendig betongvektbelegg på både olje- og gassrørene. I tillegg ble gassrørene påført innvendig strømningsbelegg.

Aker Solutions ble tildelt en kontrakt i 2016 for oppgradering av Mongstad-terminalen for mottak av oljen fra Johan Sverdrup-feltet. Arbeidet omfattet prosjektledelse, ingeniørtjenester, anskaffelser, konstruksjon, installasjonsarbeid og idriftsetting i en EPCIC-kontrakt. Det innebar også bygging av et mottaksanlegg for rørskraper for oljeeksportørledningen, samt oppkobling av Johan Sverdrup-oljerørledningen til de eksisterende fjellagrene på Mongstad-terminalen. For å unngå store inngrep i landskapet ble det valgt å bore en tunnell på 800 meter, hvor oljerøret ble trukket inn fra sjøbunnen cirka 300 meter under havoverflaten og opp til landfallet på Mongstad. Til inntrekningen ble

det brukt en hydraulisk vinsj med 800 tonns trekraft. Prosjekteringen ble gjennomført ved Aker Solutions kontor i Bergen, og Aker Solutions kontor i Mumbai var involvert i ingeniørvirksomheten. Prefabrikasjon av rør og stålstrukturer ble gjort ved Aker Solutions verft i Egersund, mens hoveddelen av byggearbeidet foregikk på Mongstad-terminalen. Norske underleverandører ble brukt på grunnarbeidene, mens personell fra Aker Solutions Stord gjennomførte installasjonsarbeidet.

Saipem ble tildelt kontrakten for legging av eksport-rørene for olje og gass til Johan Sverdrup. Forberedelser, ingeniørarbeid, planlegging og innkjøp ble gjort i 2016–2017, mens selve leggeoperasjonen startet våren 2018 med fartøyet Castorone. Oljeledningen ble lagt fra Mongstad til stigerørsplattformen på Johan Sverdrup, en strekning på 283 kilometer. Rørledningen var både større, lengre og tyngre enn noen andre installasjoner Saipem hadde gjort før. Gassrøret ble lagt fra Johan Sverdrup-feltet fram til Statpipe, med en lengde på 156 kilometer. Oppdraget inneholdt også prøvedrift av gassrørledningen.

Detaljengineering var særlig utfordrende i Fensfjorden på grunn av bunnforholdene og eksisterende undervannsinstallasjoner. Saipem Mekjarvik havn som logistikkbase, og supplyskip fra Eidesvik transporterte rør og utstyr ut til Castorone under leggeoperasjonene. Spesialventiler ble kjøpt fra ABB i Stavanger, og Haliburton Norway var leverandør av preferdigstilling av gassrørledningen. All sveising av rørdeler, overflatebehandling og installasjon skjedde om bord i én kontinuerlig

operasjon. Noen utenlandske leverandører var om bord i skipet, med ansvar for at en del spesialutstyr fungerte, eller kunne repareres ved behov.

Transport, installasjon og ferdigstilling

Den flytende boliggriggen Safe Zephyrus, levert av flotell-leverandør Prosafe i Stavanger, ble benyttet under arbeidet med å ferdigstille og installere stigerørsplattformen og boreplattformen i fase 1. I tillegg ble det «oppjekkbare hotellet», eller jactellet, Haven leid inn fra Macro Offshore i Sandnes. Haven hadde sengekapasitet til opp mot 400 personer samt forpleiningstjenester for prosjektpersonell. For å sikre nødvendig kapasitet for arbeidet på Johan Sverdrup-feltet fikk Haven oppgradert benenes styrke og lengde, blant annet med nye sugankere. Denne oppgraderingen ble ferdigstilt på CCB-basen på Ågotnes.

Transport

I april 2018 fullførte tungløftefartøyet Thialf installasjonen av modulene til stigerørsplattformen ute på feltet. Fartøyet er eid av det nederlandske selskapet Heerema Marine Contractors (HMC). Det samme fartøyet ble brukt til å installere stålunderstellene til de fire plattformene i fase 1. Etter at plattformdekkene var på plass, ble også Thialf brukt til å løfte på plass gangbroene i fase 1. HMC sitt nye tungløftefartøy Sleipnir installerte det siste stålunderstellet på 12.000 tonn til den andre prosessplattformen i 2021. Dette var da det tyngste løftet i verden direkte fra en leker. Denne type løftekapasitet

gir mulighet for å redusere vekt og kostnader på slike installasjoner.

Det nederlandske selskapet Allseas ble tildelt kontrakten med å transportere de resterende fire plattformdekkene ut til feltet og installere dem på understellene. Til dette oppdraget ble Pioneering Spirit, verdens største løftefartøy tatt i bruk for denne type operasjon for første gang. Fartøyet ble levert fra verftet i Sør-Korea i 2014, og har en løftekapasitet på opp til 48.000 tonn (plattformdekk) og 20.000 tonn (understell).

Operasjonen med installasjon av de fire plattformdekkene pågikk mellom 2018 og 2022. Kontrakten i fase 2 innebar også å løfte på plass gangbroen mellom den andre prosessplattformen og stigerørsplattformen. I denne fasen var det et tett samarbeid med Equinor, Aibel og Aker Solutions Verdal i prosjekterings- og byggefasen, sammen med en del andre norske underleverandører.

Installasjonen av det 22.000 tonn tunge dekket til boreplattformen ble gjennomført i 2018, og tok kun 3 timer. Allseas utførte også transporten av den første prosessplattformen fra Sør-Korea til Norge. Det ble gjort med verdens største tungtransportfartøy, Boskalis Vanguard.

Oppkobling og ferdigstilling

Aker Solutions og Aibel ble i 2017 tildelt kontraktene for oppkobling og assistanse til ferdigstilling av feltsenteret på Johan Sverdrup fase 1. Senere ble Aker Solutions

MMO tildelt kontrakten med oppkobling av prosessplattformen i fase 2.

Aker Solutions hadde ansvar for oppkobling av stigerørs- og boligplattformen. Kontrakten innebar også oppkobling av gangbroen mellom stigerørs- og boreplattformen, og senere til prosessplattformen (P2) i fase 2. Siden stigerørsplattformen ble bygd i Sør-Korea var det en del forberedende arbeid som ble gjort ved Samsungs verft, samt ved Aibels verft i Haugesund etter at modulene hadde ankommet Norge. Selve oppkoblingsjobben startet i mai 2018, etter at alle de tre modulene var løftet på plass. Boligplattformen ble løftet på plass ett år senere, og begge oppkoblingsjobbene var ferdige i 2019.

Aker Solutions hadde ansvar for ledelse og ingeniørarbeidet, mens innleid arbeidskraft fra Beerenberg i Norge gjennomførte ISO-arbeidet. I tillegg til Aker Solutions egne ansatte var det også innleid personell fra norske selskaper som gjorde elektrikerarbeid og noe mekanisk arbeid offshore.

Aibel hadde ansvaret for oppkobling av boreplattformen og prosessplattformen (P1), samt brohodene mellom prosessplattformen og de to nærliggende plattformene. Forberedelsene i forkant innebar besøk til verftene i Korea og på Stord der modulene ble bygget, samt Rosenberg Worley som bygget gangbroene. All prefabrikasjon ble gjort ved Aibels verft i Haugesund, og arbeid offshore ble utført med Aibels egne ansatte. Bilfinger ble leid inn til å gjennomføre ISO-sertifiseringen av sveisearbeidet.

Aker Solutions MMO ble tildelt kontrakten med oppkobling av prosessplattformen (P2) i 2020. Som følge av pandemien gjenstod det en del arbeid med isolering og montering av varmekabler på plattformen, og dette ble utført offshore under oppkoblingen. Det ble benyttet polsk innleid arbeidskraft for ISO-arbeide (Kaefer i Norge), siden det var mangel på slik kompetanse i Norge. I tillegg ble NES leid inn på en andel av ingeniørarbeidet.

Kraft fra land

Investeringskostnaden for landarbeidet tilknyttet kraft fra land ble om lag 1,7 milliarder kroner, med en norsk andel på 90,1 prosent. Kraftkablene ligger da utenom. Den norske andelen er noe høyere enn estimert i konsekvensutredningen.

Aibel ble tildelt EPC-kontrakter for arbeid med omformerstasjonen for kraft fra land i både fase 1 og 2. Kontraktene inkluderte forprosjektering, anskaffelser, anleggsarbeid, bygging av omformerbygg og installasjon av omformerutstyr. Fase 1 omfattet tomteklargjøring, pumpehus for kjølevann og inntak for sjøkabelen

dimensjonert for utbyggingen i både fase 1 og 2. I kontrakten inngikk også grunnarbeidet og legging av to sett med 300kV vekselstrømskabler og fiberkabel fra Kårstø til Haugsneset.

I fase 1 hadde Aibel det overordnede prosjektlederansvaret, gjorde alt av design av bygg og infrastruktur (sammen med Norconsult), samt stod for innkjøp og installasjon. Veidekke hadde ansvaret for infrastrukturen og selve bygget. HVAC-utstyret¹⁵ ble kjøpt fra AF Mollier (Egersund). Lokale entreprenører ble brukt til grunn-, betong- og bygningsarbeider, samt arkitekttjenester. Anleggsarbeidet og oppføring av bygg ble gjort før installasjonen av HVDC-anlegget (høyspent likestrømsomformer) som ABB leverte.

Fase 2-kontrakten til Aibel innebar oppføring av et nytt bygg på samme lokasjon, samt installasjonsarbeidene. I fase 2 var det Siemens som leverte HVDC. Også i denne fasen ble en rekke lokale entreprenører benyttet.

ABB leverte selve HVDC-anlegget til de to omformerstasjonene på henholdsvis land på Haugsneset og ute på stigerørsplattformen offshore. Anlegget gjør først om strømmen fra veksel- til likestrøm ved Haugsneset, for å kunne transportere strømmen 200 km ut i havet med minst mulig tap. Deretter omformes kraften tilbake til vekselstrøm. Leveransen inneholdt utstyr og komponenter som ble produsert ved ABBs fabrikker i Europa (Sverige, Tyskland, Østerrike, Frankrike, Nederland og Sveits). Elektrisk design og engineering av HVDC-stasjonene ble gjort av ABB i Ludvika i Sverige (nå en del av Hitachi-gruppen). ABB utførte en del av engineeringarbeidet selv, og benyttet spesialister fra ABB i Sverige (Ludvika) under installasjonsarbeidet. I Norge gjorde Bravida installasjonen av høyspentbryter på landstasjon, mens NLI (Tønsberg) bisto med løfteutstyr og mekanisk design. HVDC-utstyret som skulle installeres på plattformen ble sendt til Sør-Korea for installasjon.

NKT HV Cables (NKT) hadde EPCI-kontrakter for både fase 1 og 2 med produksjon, installasjon og testing av høyspentkablene som forsyner både Johan Sverdrup og tilgrensende felt med kraft fra land. Fase 1 inkluderte også en fiberoptisk kabel. Høyspentkablene er 200 kilometer lange, og kablene i fase 1 er designet for å levere en kapasitet på 100 MW/ 80 kV, mens de i fase 2 er designet for 200 MW/ 80 kV. All fabrikasjon av kablene foregikk ved NKT sitt anlegg i Karlskrona (Sverige).

Kablene ble lagt med NKT sitt eget fartøy NKT Victoria, fra Haugsneset til henholdsvis stigerørsplattformen (fase 1) og den andre prosessplattformen (fase 2).

Boring og brønn

Investeringskostnaden for boring og brønn utgjorde 19,7 milliarder kroner, med en norsk andel på i overkant av 90 prosent. Kostnaden er noe lavere enn i konsekvensutredningen fra 2017 hvor den var estimert til 21,7 milliarder 2017-kroner og en norsk andel på 68 prosent.

I august 2015 installerte Heerema Marine Contractors (HMC) sitt tungløtiefartøy Thialf den 280 tonn tunge forborings-bunnrammen på Johan Sverdrup-feltet. HMC hadde ansvaret for design, bygging og installasjon. Den 32 meter lange og 10 meter høye konstruksjonen rommer åtte brønnsliiser som gjorde det mulig å forbore produksjonsbrønner før boreplattformen ble installert på feltet.

Odfjell Drilling ble tildelt kontrakten med boring av brønnene til Johan Sverdrup, hvor flyteriggen Deepsea Atlantic ble brukt. Forboringen gjennom forboringsrammen startet i mars 2016. De 17 planlagte produksjonsbrønnene der plattformen står ble ferdig boret på knappe 2 år. I tillegg ble det boret en del satellitt- og injeksjonsbrønner. Samme rigg forboret ytterligere 15 brønner i fase 2 (ferdig juni 2024). Deepsea Atlantic drives med norsk personell, og støttetjenestene ble levert av Odfjells Drillings kontor i Stavanger. Odfjell Drilling bistod også Aibel med prosjekteringsstøtte til byggingen av boreplattformen.

Baker Hughes ble tildelt kontrakten for integrerte tjenesteleveranser for boring, som inkluderte sementering og pumping, komplettering, bore- og kompletteringsvæsker, samt offshore håndtering av boreavfall. Baker Hughes var også aktivt med i implementering av ny operasjonsmetode (IO3), der så mye som mulig av boringen driftes fra land. Baker Hughes sin aktivitet er knyttet til kontoret i Stavanger, mens underleveranser er knyttet til selskapets aktivitet ved basene, overflatekapasitet ved Mongstad, maskinering og gjenvinning.

Odfjell Technology ble tildelt kontrakten for bore-tjenester på det faste boreanlegget som ble installert på Johan Sverdrup-feltet. Odfjell Technology hadde med folk i avdelingene i Asker og Haugesund under byggingen av boreriggen ved Aibels verft i Haugesund. Operasjonene startet i 2019 med å bore ferdig og komplettere brønnene som var forboret av Deepsea Atlantic. National Oilwell Varco (NOV) leverte boreutstyret, mens Odfjell Technology har gjennomføring av boreoperasjoner og vedlikeholdet (av boretårnet og alt utstyr nedover inklusive pipedekk og bore-rom).

Forsikring

Forsikring av Johan Sverdrup-utbyggingen er i stor grad utført i et internasjonalt forsikringsmarked. Norsk andel ligger på om lag 25 prosent.

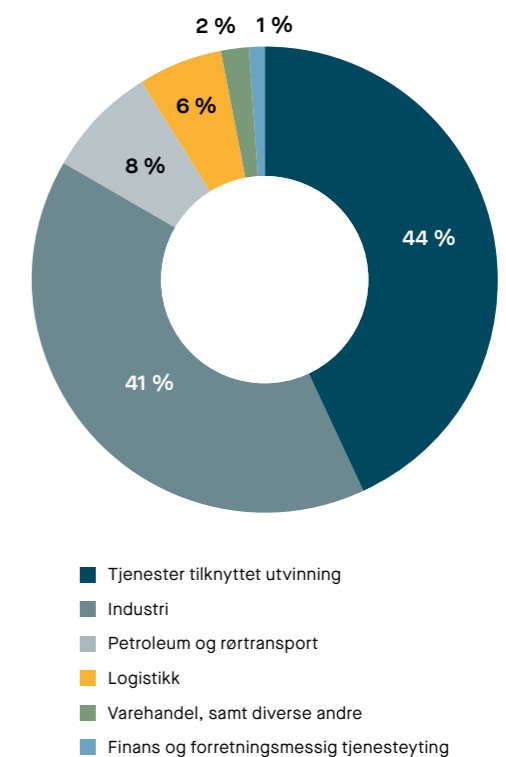
Kostnader/leveranser i utbyggingen oppsummert på næringer

En oppdeling av leveransene til utbyggingen av Johan Sverdrup på næringsnivå er illustrert i figur 4.1. 85 prosent av de norske leveransene var fra hovedkontraktører innenfor næringene tjenester tilknyttet utvinning og industri. I næringen petroleum finner vi Equinor sitt eget personell i prosjektet.

Det er viktig å være oppmerksom på at figur 4.1 kun viser hvilke næringer som hadde direkte leveranser til Equinor i første ledd. Equinors interne kostnader til prosjektledelse og andre oppgaver inngår også i oversikten. Hovedkontraktørene inngikk avtaler med underleverandører, som igjen kan ha hatt flere underleveranser i flere ledd i en lang rekke næringer. Leverandørene er gruppert i den næringen de er registrert inn under i Enhetsregisteret. Vi gjør oppmerksom på at noen av kontraktørene er registrert under flere næringskoder, og vi har da gjort en skjønnsmessig vurdering i forhold til hva leveransen var.

Kapittelet som omhandler sysselsettingsvirkninger, viser at prosjektet skapte ringvirkninger i mange flere næringer enn hva som er illustrert i figur 4.1.

Figur 4.1 – Norske leveranser til utbyggingen av Johan Sverdrup



¹⁵ HVAC = Heating, Ventilation and Air Conditioning

5. Vare- og tjenesteleveranser til drift

Tabell 4.1 – Oversikt over de største hovedkontraktørene

Leveranseområde	Kontraktører
FASE 1	
Epma (prosjektering og innkjøpsledelse)	Aker Solutions AS
Topside: Boreplattform	Aibel AS
Topside: Utstyr- og boligplattform	K2JV ANS
Topside: Prosessplattform og stigerørplattform	Samsung Heavy Industries Co Ltd
Topside: Boreplattform	Aibel AS
Stålunderstellene til boreplattform, prosessplattform og stigerørplattform	Kværner Verdal AS
Stålunderstell til utstyr- og boligplattform	Dragados Offshore S.A.
Fabrikasjon av bruer og flammearn	Rosenberg WorleyParsons AS
Offshore sammenkobling (hook up) av prosessplattform og boreplattform	Aibel AS
Offshore sammenkobling (hook up) av stigerørplattform og utstyr- og boligplattform	Aker Solutions AS
Transport og installasjon av alle topside-plattformene i fase 1 - single lift	Allseas/ Excalibur Marine Contractors S.A. (Allseas)
Permanent Reservoir Monitoring (PRM)	ASN (Alcatel Submarine Networks)
Bore/brønn tjenester på subseautbyggingen samt JS Plattform	Baker Hughes
DeepSea Atlantic - borerigg	Odfjell Drilling
Boretjenester	Odfjell Technology
Fabrikasjon av eksportørledninger	Mitsui Co. Norway AS
Offshore Strømkabel	NKT HV Cables AB
Installasjon av eksportørledninger	Saipem Limited
Undervannsproduksjonssystem	FMC
HVDC System & utstyr til elektrifiseringen	ABB AS
Anleggsarbeid og landanlegg for strømforsyning til Johan Sverdrup-feltet	Aibel AS
FASE 2	
Prosessplattform	Aibel AS
Stålunderstell til prosessplattform	Kværner Verdal AS
Transport og installasjon av Topside - single lift	Allseas/ Excalibur Marine Contractors S.A. (Allseas)
Modifikasjoner på stigerørplattformen	ASK JV AS/ Aker Solution MMO AS
Offshore sammenkobling (hook up) av prosessplattform	ASK JV AS/ Aker Solution MMO AS
Permanent Reservoir Monitoring (PRM)	ASN (Alcatel Submarine Networks)
Høyspentkabler (2 stk)	NKT HV Cables AB
Undervannsrørledninger og marine operasjoner	Subsea 7 Norway AS
Undervannsproduksjonssystem	FMC Kongsberg Subsea Systems

Leverandørindustrien skal levere varer og tjenester til Johan Sverdrup i mange tiår fremover. Ordinære driftskostnader i et gjennomsnittså ved full drift utgjør om lag 3,9 milliarder 2023-kr. Beløpet er eksklusiv miljøskatter, samt andre skatter og avgifter. En gjennomgang av leverandørlistene viser at om lag 94 prosent av leveransene kan relateres til norsk leverandørindustri. Driftskostnadene i et ordinært driftså fordeler seg som følger:

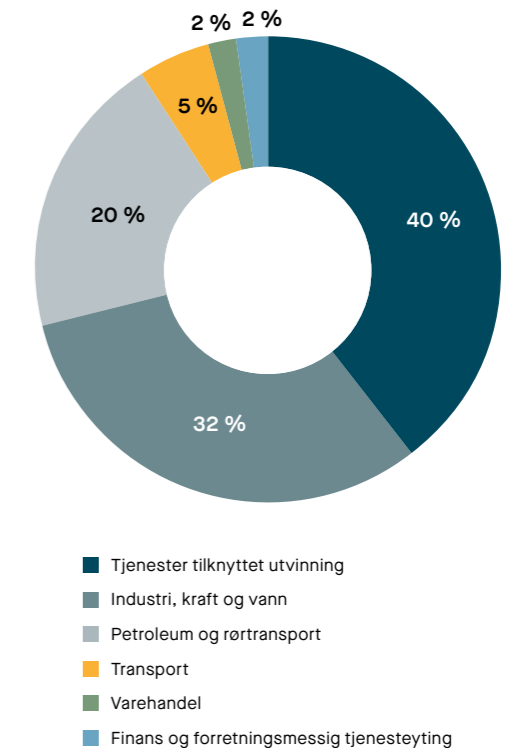
- Operasjonskostnader som omfatter en lang rekke kostnadsposter, slik som interne personalkostnader samt leveranser til vedlikehold & modifikasjoner, brønnvedlikehold, undervannsoperasjoner, HSE med mere: 2,2 milliarder kroner
- Logistikkostnader for basetjenester, helikopter og annen transport: Om lag 200 millioner kroner
- Andre driftskostnader, hvor nettleie og energikjøp utgjør en større andel: 1,1 milliarder kroner
- Annet: om lag 100 millioner kroner
- Modifikasjonsinvesteringer: 300 millioner kroner, dette er kostnader til vedlikehold.

Blant de aller største norske leverandørene til drift av Johan Sverdrup i 2023 var Odfjell Drilling, Baker Hughes, og Aker Solutions.

Figur 5.1 viser hvordan kostnadene forbundet med drift av Johan Sverdrup fordeler seg på ulike næringer i et ordinært driftså. Oversikten er basert på leverandørlistene og driftsregnskapet.

Siden en del av produksjonsboringen ble flyttet fra utbyggingsperioden og over i drift vil det noen år fremover være betydelige leveranser også til denne aktiviteten som i utgangspunktet ikke er definert som en del av den ordinære driften. Det skal bores seks brønner i året. Årlige leveranser til produksjonsboring forventes å utgjøre om lag 3 milliarder kroner. Ettersom årene går vil det også være behov for nye investeringer. Disse er ikke inkludert.

Figur 5.1 – Norske leveranser til drift av Johan Sverdrup i et ordinært driftså



6. Sysselsettingsvirkninger

I utbyggingsperioden bidro Johan Sverdrup til hele 62.200 årsverk i Norge. I løpet av et ordinært driftsår bidrar Johan Sverdrup til om lag 2.150 årsverk, hvorav i overkant av 400 i Equinor. Størrelsen på årsverk forbundet med drift vil variere noe fra år til år avhengig av behov for vedlikehold og nye investeringer.

Ringvirkningsmodell

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger av utbyggings- og driftsfasen til Johan Sverdrup er PANDA benyttet. PANDA sammenligner utviklingen som følge av et tiltak (her utbygging og drift) med en referansebane for hvordan utviklingen uansett ville vært uten denne utbyggingen, og uten denne installasjonen i drift. Det er gjort enkle tilpasninger i PANDA der hvor det har vært

nødvendig for å kunne gjøre beregningene så korrekt som mulig, blant annet har vi sjekket kryssløpene mot oppdaterte tall i SSB.

Leveransene som utgangspunkt for beregning av ringvirkninger i leverandørindustrien

Ringvirkningsberegningene er gjort med utgangspunkt i de faktiske leveransene til utbygging og drift, samt

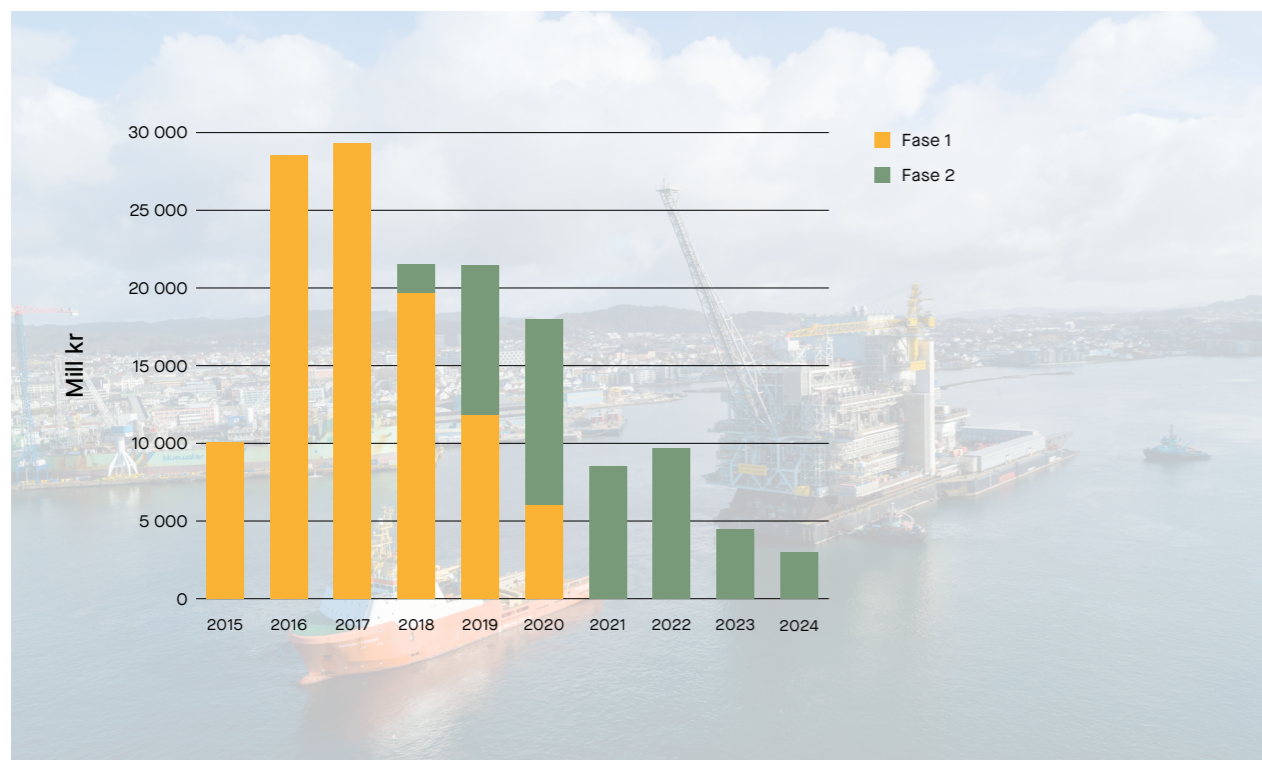
interne årsverk hos Equinor fordelt på utbygging og drift. Gjennom intervjuer med hovedkontraktørene har vi avdekket størrelsen på de norske leveransene. Detaljerte kostnadsoversikter og leverandørlistene fra Equinor er også benyttet i arbeidet med å gjøre så riktige beregninger som mulig. I beregningene er det hensyntatt at leveransene er kommet over en lang tidsperiode og at prisene for et årsverk har endret seg en del i dette tidsrommet. Figur 6.1 viser de årlige investeringene i prosjektperioden.

Norsk andel av de totale investeringene på 154,6 milliarder 2022-kroner utgjorde 64,1 prosent, det er denne andelen som er lagt til grunn for beregning av sysselsettingsvirkninger. Det var altså norske leveranser for 88,7 milliarder 2022-kroner i denne perioden. Det er hensyntatt at noen av de norske kontraktørene har lagt hele eller større deler av leveransen til utlandet. For å få et korrekt grunnlag for ringvirkningsberegningene

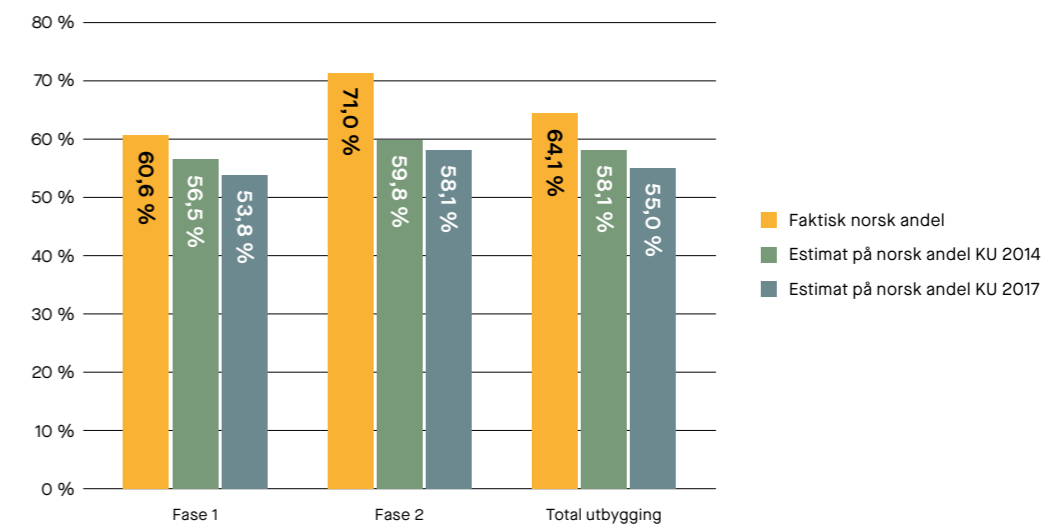
er verdien av norske selskapers bruk av egne verft/avdelinger i utland trukket ut. Større innkjøp av stål til bruk ved verftene er også trukket ut. Den norske andelen er høyere enn hva som ble skissert i konsekvensutredningene fra 2014 og 2017 med henholdsvis 58 prosent og 55 prosent for den totale utbyggingen.

I figur 6.2 sammenlignes oppnådd norsk leveranseandel med estimatene i konsekvensutredningene. Som figuren viser er den norske andelen høyere enn opprinnelig estimert. For fase 2 signerte Equinor kontrakter med norske selskaper som representerte hele 90 prosent av investeringen i denne fasen, men når vi trekker ut de norske selskaperes leveranser utført på verft utenfor landets grenser og større innkjøp av innsatsfaktorer slik som stål blir denne andelen 71,0 prosent. Dette er en svært høy norsk andel for et utbyggingsprosjekt i denne størrelsesorden.

Figur 6.1 – Investeringen i fase 1 og 2 fordelt over år, omregnet til 2022-kr



Figur 6.2 – Sammenligning norske leveranseandeler med estimatene i konsekvensutredningene



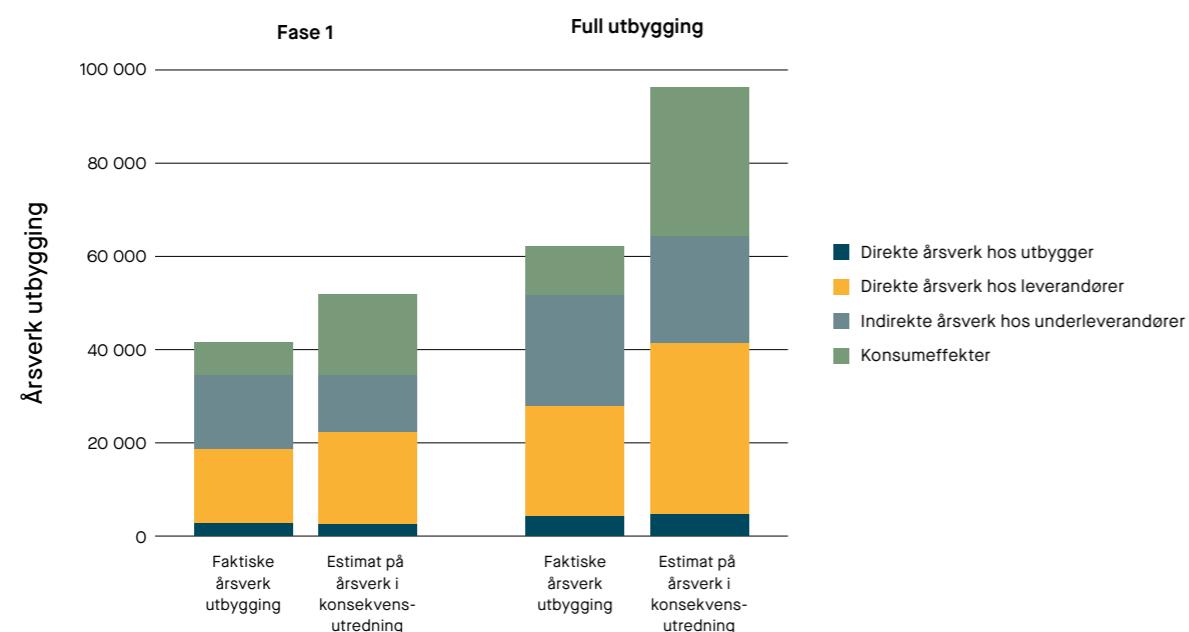
Sysselsettingsvirkninger i utbyggingen

Ringvirkningsberegningene viser at sysselsettingsvirkningene av utbyggingen for Johan Sverdrup utgjorde totalt 62.200 årsverk i Norge fordelt over hele utbyggingssperioden. Dette fordeles med 4.400 årsverk hos Equinor. Leverandører med direkteleveranser til Johan Sverdrup utgjorde 23.500 årsverk, mens resterende 34.300 årsverk var indirekte sysselsettingsvirkninger inkludert konsumeffekter. Konsumvirkningene utgjør i overkant av 20 prosent av de direkte og indirekte årsverkene. Til sammenligning var det i konsekvensutredningen fra 2014 og PUD estimert 96.400 årsverk fordelt over hele utbyggingssperioden. I etterkant ble investeringskostnadene for fase to nedjustert, noe som er med på å forklare forskjellene mellom estimatene og de faktiske årsverkene.

Totale sysselsettingsvirkninger utbygging av Johan Sverdrup

Figur 6.3 viser fordelingen av beregnede årsverk i utbyggingssperioden fordelt på fase 1 og ved full utbygging. Det understrekes at vanligvis er verken de direkte eller de indirekte årsverkene nyskapt sysselsetting. De fleste arbeidstakerne i utbyggingen var allerede sysselsatt på norske offshoreverft, i verkstedindustri, i transportvirksomhet, i borevirksomhet, i forretningsmessig tjenesteyting og i Equinor selv. Utbyggingssprosjektet bidro til å holde disse i arbeid i utbyggingssperioden.

Figur 6.3 – Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingssperioden (totalt inkludert elektrifiseringen)



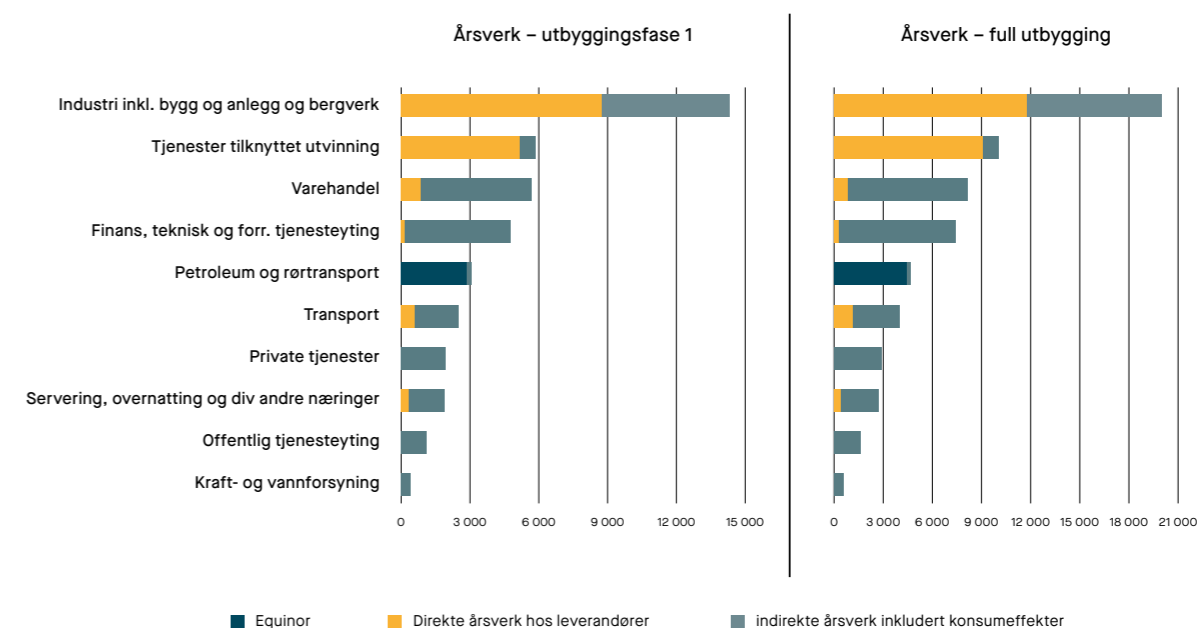
Ringvirkningsmodellen hensyntar altså ikke eventuelle fortrennings effekter. Utbyggingen av Johan Sverdrup hadde imidlertid stor betydning for opprettholdelse av aktiviteten i norsk leverandørindustri i en periode som var preget av nedgangskonjunkturer. Som vist til i kapitlet om leveranser i utbyggingssprosjektet var det flere store norske selskaper med betydelige leveranser, hvor Aker Solutions og Aibel hadde de største leveransene i tillegg kommer naturligvis også de interne årsverkene i Equinor i forbindelse med prosjektledelse av utbyggingen.

Norsk industri er avhengig av utenlandsk arbeidskraft innenfor deler av oppdragene. Årsverkene som presenteres her er utført av norske selskaper i Norge, men det skiller ikke mellom om oppgavene er utført av norske eller utenlandske arbeidstakere. Spesielt verftsindustrien er avhengig av å bruke utenlandske arbeidstakere for å kunne gjennomføre oppdrag i denne størrelsesorden. Det er i hovedsak innenfor ISO-fagene at utenlandske arbeidstakere benyttes, det vil si innenfor områdene isolasjon, stillas og overflatebehandling.

Figur 6.4 viser hvordan årsverkene fordelte seg på næringer for fase 1 (graf til venstre) og for hele utbyggingen (graf til høyre).

Størsteparten av de direkte nasjonale årsverkene i leverandørindustrien var i begge fasene innenfor industri, tjenester til utvinning, og transport. Indirekte årsverk er en konsekvens av at hovedkontraktørene benytter seg

Figur 6.4 – Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingen, fase 1 og ved full utbygging, fordelt på næringer



av underleverandører til deler av leveransen som bidrar til ytterligere sysselsettingsvirkninger.

I fase 1 var det 2.864 årsverk i Equinor som jobbet med prosjektet, totalt for hele utbyggingen var det 4.433 årsverk, disse fremkommer i næringen petroleum og rørtransport. Konsumeffektene gir spesielt store utslag innenfor varehandel, samt private og offentlig tjenester.

Regionale sysselsettingsvirkninger i Haugalandregionen – utbygging av landanleggene

Ringvirkningene forbundet med kraft fra land inngår i de totale investerings- og driftskostnadene for Johan Sverdrup. I dette avsnittet gis en nærmere spesifisering på størrelsen av regionale ringvirkninger i Haugalandregionen som følge av den delen av prosjektet som gjelder landanleggene på Haugsneset i Tysvær kommune.

Ringvirkningsberegningene for utbyggingen er gjort med utgangspunkt i de faktiske leveransene til kjøp av utstyr & materialer, installasjon, anleggsarbeid, samt interne årsverk hos Equinor. Totale investeringskostnader for landanleggene (fase 1 og 2) utgjør 1,7 milliarder 2022-kr, hvor i overkant av 90 prosent er norske leveranser. Vi gjør oppmerksom på at HVDC-utstyr og

kraftkabler ikke er inkludert her siden det gir svært lite lokale ringvirkninger og disse kostnadspostene heller ikke var inkludert i estimatene i konsekvensutredningen. Installasjonen av HVDC-utstyret er imidlertid inkludert.

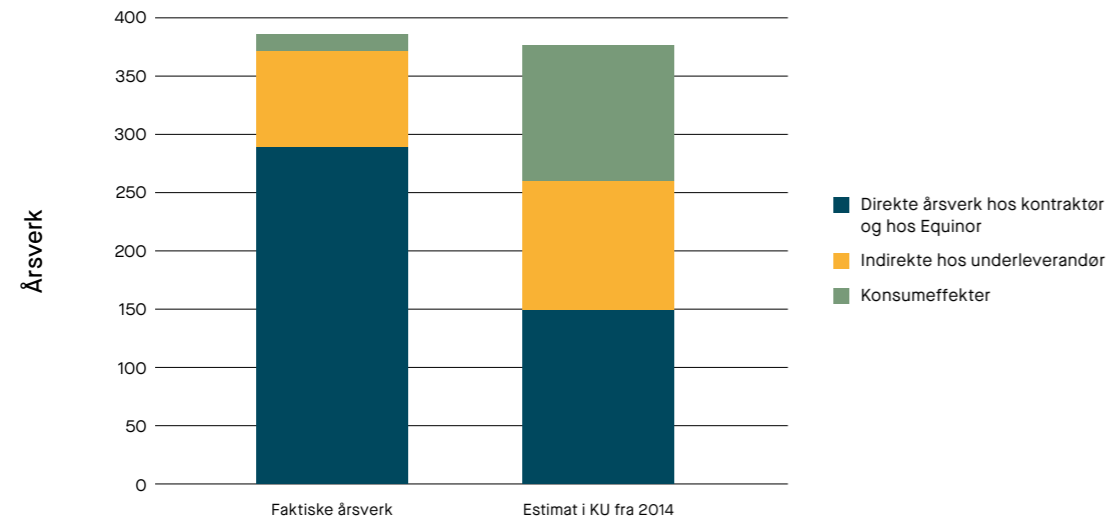
Ringvirkningsberegningene viser at prosjektet bidro til 1.006 årsverk, hvorav 427 direkte hos kontraktør og hos Equinor, 399 indirekte hos underleverandører og 180 som konsumeffekter.

Regional andel i Haugalandområdet er beregnet til om lag 73 prosent. Figur 6.5 viser at arbeidet med landanleggene genererte nærmere 400 årsverk lokalt i Haugalandregionen. Søylene til høyre i figuren viser estimatet fra konsekvensutredningen i 2014.

Hovedkontraktøren for landanleggene har vektlagt bruk av lokale underleverandører.

I konsekvensutredningen fra 2014 ble det estimert at dette arbeidet ville generere 376 årsverk lokalt i Haugalandregionen, hvorav 150 direkte årsverk, 110 årsverk hos underleverandører og resten som konsumeffekter. Det er i hovedsak de indirekte ringvirkningene og konsumeffektene som avviker fra beregningene som nå er gjort basert på faktiske leveranser. Totalt sett er størrelsen på ringvirkninger ganske lik tallene i konsekvensutredningen.

Figur 6.5 – Regionale sysselsettingsvirkninger – bygging av landanleggene



Regionale sysselsettingsvirkninger i Nordhordland – eksportørledninger

I konsekvensutredningen for eksportørledninger er det gitt et anslag på regionale ringvirkninger i Nordhordland¹⁶ i forbindelse med utførelsen av landfallet til eksportørledninger og modifikasjonene på Mongstad på om lag 200 sysselsatte. I denne analysen har vi beregnet at de regionale sysselsettingsvirkningene utgjør om lag 270 årsverk, hvorav 202 direkte i leverandørindustrien og 68 som indirekte effekter og konsumvirkninger.

Sysselsettingsvirkninger relatert til drift

Johan Sverdrup kommer til å bidra med flere tusen årsverk i årene fremover, hvorav størrelsen på ringvirkningene fra drift vil variere fra år til år. I driftsfasen skapes de permanente¹⁷ arbeidsplassene, det gjelder spesielt de internt sysselsatte hos Equinor. Ekstra vedlikehold og behov for nye investeringer vil resultere i at årsverkene kan endre seg over tid.

Totale sysselsettingsvirkninger drift

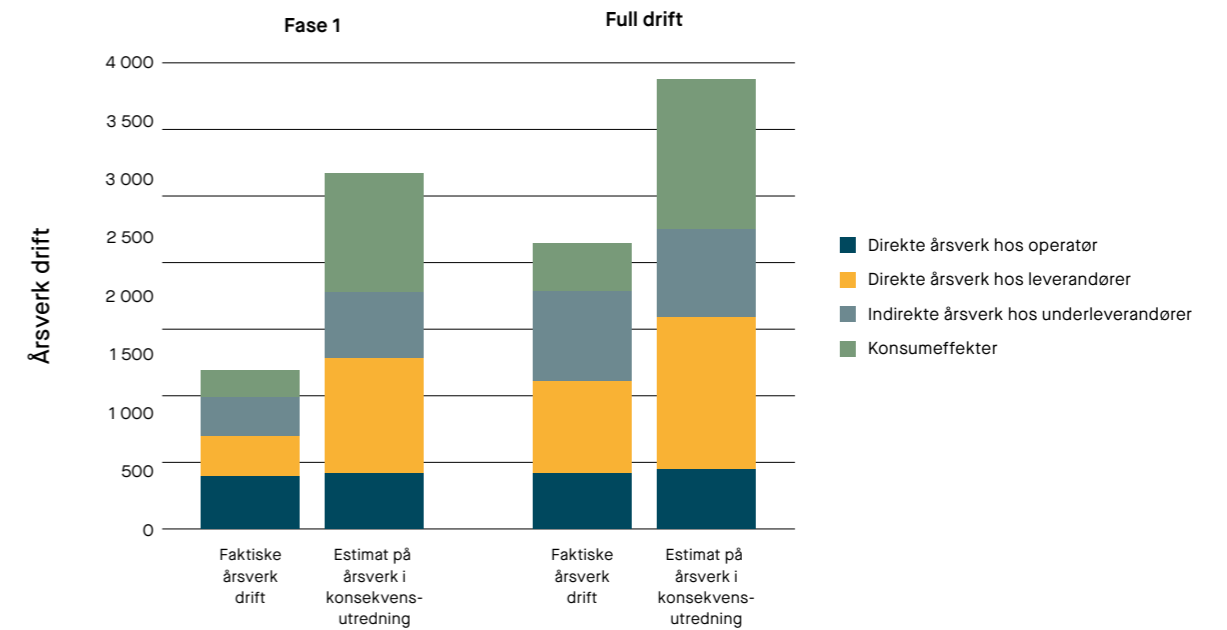
Med utgangspunkt i driftsregnskapene for Johan Sverdrup samt oversikter over interne ansatte i Equinor har vi beregnet at Johan Sverdrup bidro til 1.200 årsverk i et ordinært driftsår i fase 1. Ved full utbygging i 2023 genererte Johan Sverdrup om lag 2.150 årsverk tilknyttet drift.

Figur 6.6 viser størrelsen på ringvirkninger i et ordinært driftsår i 2021 og i 2023. Videre viser figuren også estimatene fra konsekvensutredningen fra 2014.

2021 er et godt eksempel på et ordinært driftsår i fase 1. Av de 1.200 årsverkene i 2021 er om lag 400 internt i Equinor, som omfatter både offshore ansatte og driftspersonell på land. 300 er direkte årsverk i leverandørindustrien, samt 500 indirekte årsverk inkludert konsumeffekter. Til sammenligning var det i konsekvensutredningen fra 2014 estimert 2.670 årsverk i denne fasen. En stor forskjell ligger i størrelsen på konsumeffekter, hvor det i konsekvensutredningen var benyttet en annen metodikk for beregning av konsumeffekter. I årene etter at konsekvensutredningene ble utarbeidet er det også gjort flere endringer i planene for hvordan driftfeltet mest mulig effektivt som har betydning for størrelsen på ringvirkningene.

Fra desember 2022 var Johan Sverdrup i full produksjon, og antall årsverk forbundet med drift økte betydelig. Av de 2.150 årsverkene i 2023 er det 410 internt ansatte i Equinor. Leverandører med direkte leveranser utgjorde 700 årsverk og det var 1.040 indirekte årsverk inkludert konsumeffekter. Dersom vi forutsetter at årsverkene til drift vil ligge på dette nivået i 50 år betyr det at den ordinære driften av Johan Sverdrup vil generere om lag 107.500 årsverk i Norge. Ettersom årene går vil det imidlertid være behov for nye investeringer på

Figur 6.6 – Nasjonale sysselsettingsvirkninger i drift, fase 1 (år 2021) og ved full utbygging (år 2023)



Johan Sverdrup som gjør at dette tallet på sikt vil bli betydelig større.

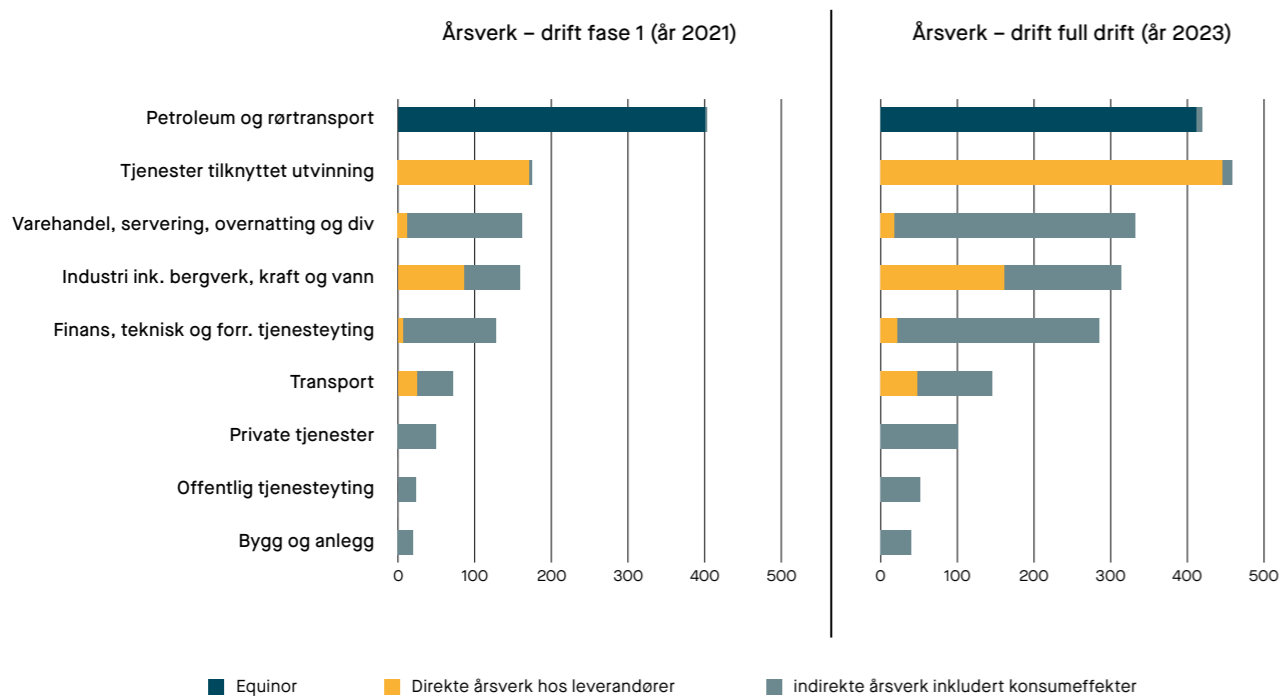
Det er kun ordinære driftskostnader tilsvarende de som ble lagt til grunn i konsekvensutredningen som er benyttet i ringvirkningsberegningene. Siden en del av produksjonsboringen ble flyttet fra utbyggingsperioden og over i drift vil denne boringen også generere ringvirkninger utover det som ordinær drift gir. De årlige ringvirkninger forbundet med produksjonsboringen utgjør årlig om lag 1.800 årsverk (direkte og indirekte inkl. konsumeffekter). Vi gjør oppmerksom på at ringvirkningene som produksjonsboringen gir er midlertidige da det forventes at dette arbeidet er ferdigstilt innen 2030. Ringvirkninger fra ordinær drift og produksjonsboring utgjør til sammen 3.950 årsverk.

Figur 6.6 viser hvordan sysselsettingsvirkningene for den ordinære driften fordeler seg på ulike

næringsgrupper. Nå som feltet er kommet i full drift er det petroleumsnæringen (Equinors egne ansatte) som dominerer med de fleste årsverkene. Deretter følger næringen tjenester tilknyttet utvinning, hvor vi finner de største leverandørbedriftene. Også innenfor næringer som varehandel (engroshandel), industri og teknisk og forretningsmessig tjenesteyting er det store direkteleveranser som bidrar til sysselsettingsvirkninger. Hovedleverandørenes kjøp hos underleverandører sperrer seg utover i et stort utvalg næringer i form av indirekte effekter. Konsumeffektene gir også i driftsfasen spesielt store utslag innenfor varehandel, samt private og offentlige tjenester.

¹⁶ Nordhordland er et distrikt nord for Bergen i Vestland fylke. Kommuner som inngår i analysen er: Karmøy, Utsira, Austrheim, Alver og Fedje og Gulen
¹⁷ Det er planlagt drift og produksjon av feltet i 50 år.

Figur 6.7 – Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsåret 2021 og 2023 fordelt på næringer



Regionale sysselsettingsvirkninger drift av kraft fra land – Haugalandsregionen

Landanlegget er ubemannet, driften av denne vil derfor ikke gi større sysselsettingseffekter i Haugalandsregionen. I forbindelse med vedlikeholdsarbeid, samt sikring og overvåking vil det generes noe ringvirkninger, anslått til årlige 5 årsverk. Disse vil i hovedsak være ved Kårstøanlegget.

Det betales eiendomsskatt til kommunene fra omformeranlegget og fra likestrømskablene ut til Johan Sverdrup. Det er fem kommuner som som er berørt av kraftkabler, hvorav Tysvær kommune utgjør den største andelen.

Den ekstra eiendomsskatten til kommunene gir grunnlag for økt kommunal sysselsetting. Årlig betales det i underkant av 24 millioner kroner i eiendomsskatt.

Ved å benytte gjennomsnittlig produksjonsverdi per sysselsatt i «Generell kommuneforvaltning» som grunnlag for beregning av årsverk, blir resultatet 18 årsverk.

Regionale sysselsettingsvirkninger Nordhordaland – eksportørledninger

Drift av eksportørledningene skaper ikke noen større ringvirkninger hos leverandørindustrien i Nordhordland. Det betales imidlertid eiendomsskatt til berørte kommuner¹⁸ i Nordhordland og Gulen, som til sammen utgjør 8,2 millioner kroner i året. Den ekstra eiendomsskatten til de berørte kommunene gir grunnlag for økt kommunal sysselsetting. Ved å benytte gjennomsnittlig produksjonsverdi per sysselsatt i «Generell kommuneforvaltning» som grunnlag for beregning av årsverk, blir resultatet 6,4 årsverk.

18 Karmøy, Utsira, Austrheim, Alver og Fedje og Gulen

FAKTA

Direkte årsverk i denne rapporten omfatter sysselsatte i prosjektet hos utbygger og hovedkontraktørene.

Indirekte sysselsettingsvirkninger/årsverk kommer som følge av leveranser hos underleverandører.

Konsumvirkningene oppstår ved at de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyeligheter hentet fra planleggingsmodeller på nasjonalt og regionalt nivå.

Totale sysselsettingsvirkninger er summen av direkte og indirekte årsverk, samt konsumeffekter.

Foto: Allseas



& KPB

www.kpb.no