



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Prop. 99 S

(2010–2011)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

Utbygging og drift av Knarr

Innhold

1	Sammendrag	5	4.4	Utslipp til sjø	11
			4.5	Arealbeslag og fysiske inngrep	12
2	Hovedtrekk i plan for utbygging og drift av Knarr	8	4.6	Ringvirkninger	12
2.1	Innledning	8	5	Myndighetenes vurdering av plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift	13
2.2	Utbyggingsløsning og produksjon	8	5.1	Arbeidsdepartementets vurdering	13
2.3	Investeringer og lønnsomhet	9	5.2	Oljedirektoratets vurdering	13
2.4	Kraftforsyning	9	5.3	Gasscos vurdering	15
2.5	Områdevurdering	9	5.4	Olje- og energidepartementets vurdering	16
2.6	Disponering av innretningene	9			
3	Hovedtrekk i plan for anlegg og drift	10	6	Konklusjoner og vilkår	19
3.1	Transport av gass	10			
3.2	Kostnader	10		Forslag til vedtak om utbygging og drift av Knarr	20
4	Konsekvensutredning	11			
4.1	Innledning	11	Vedlegg		
4.2	Alternative utbyggingsløsninger ..	11	1	Høringsuttalelser og BG Norges vurderinger	21
4.3	Utslipp til luft	11			

Prop. 99 S

(2010–2011)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

Utbygging og drift av Knarr

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 15. april 2011,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Stoltenberg II)*

1 Sammendrag

På vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelse 373S har operatøren BG Norge AS fremmet plan for utbygging og drift av Knarr. Rettighetshaverne er BG Norge AS (45 %), Idemitsu Petroleum Norge AS (25 %), Wintershall Norge ASA (20 %) og RWE Dea Norge AS (10 %). Funnet het tidligere Jordbær, men operatøren har bedt om navneendring til Knarr.

Knarr er et oljefunn, som også inneholder noe gass. Knarr ligger på 410 meters vanddyp i den nordlige delen av Nordsjøen, om lag 120 kilometer vest for Florø. Knarr består av funnet Knarr sentral og prospektet Knarr vest.

Rettighetshaverne vil bore en letebrønn for å undersøke Knarr vest i 2011, for deretter å beslutte om de skal bygge det ut. Utbyggingen av Knarr vest vil i så fall foregå samtidig som utbyggingen av Knarr sentral. Planlagt produksjonsstart er 2013, og driftsfasen er antatt å vare mellom 6 og 20 år. Lengden på driftperioden vil avhenge av oljepris og driftskostnader, samt eventuelle fremtidige funn i Knarr vest og området forøvrig.

De utvinnbare ressursene for Knarr sentral er anslått til mellom 8 og 16 millioner standard

kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e). Inkluderes de forventede tilleggsressursene i Knarr vest, er anslaget mellom 10 og 25 mill. Sm^3 o.e.

Rettighetshaverne planlegger å bygge ut feltet med havbunnsinnretninger knyttet opp til et produksjonsskip med oljelager. Oljen vil bli lastet over på tankskip. Gassen vil transporteres i rør til Storbritannia. Det vil ved utbyggingen tilrettelegges for ytterligere brønner som kan føre til økt oljeutvinning på feltet og at infrastrukturen kan benyttes av fremtidige funn i området.

Etter anmodning fra operatøren har Gassco AS vurdert alternative gassevakueringsløsninger, herunder gasstransportsystemene på norsk sokkel. Løsningene ble valgt bort på grunn av manglende kapasitet. BG Norge vil være operatør for rørgassrørledningen frem til oppstart av gassfylling i røret. Departementet setter som vilkår at Gassco blir operatør for gassrøret fra Knarr i driftsfasen.

Rettighetshaverne eier ikke flyteren selv, men vil inngå leiekontrakt med leverandøren av en varighet på minimum seks år, med forbehold om godkjenning av utbyggingen. Leverandøren vil ha den daglige driften av flyteren. Rettighets-

haverne vil ha mulighet til å kjøpe flyteren av leverandøren på et senere tidspunkt. For å unngå uheldige ressursmessige konsekvenser for samfunnet, stiller departementet vilkår om at ingen av rettighetshaverne skal kunne delta direkte eller indirekte på eiersiden i forhold til innretningen, samtidig som de leier produksjonsinnretningen.

Investeringene knyttet til Knarr er anslått til 6,3 milliarder kroner ved utbygging av Knarr sentral. Ved utbygging av både Knarr sentral og Knarr vest er investeringene anslått til 11,2 milliarder kroner. I tillegg kommer leiekostnader til flyteren, som over en 6-års periode vil beløpe seg til mellom 5 og 6 mrd. 2010-kroner.

Nåverdien av Knarr sentral-utbyggingen er beregnet til 8,1 mrd. 2010-kroner før skatt med en diskonteringsrente på syv prosent. Balansepris for olje før skatt er 47 USD/fat for Knarr sentral. Prosjektet er robust for endringer i kostnader, oljepris og ressursutfall.

Det er gjennomført en konsekvensutredning for Knarr. Konsekvensutredningen har ikke avdekket forhold som tilsier at prosjektet ikke bør

Boks 1.1 Knarr seilskip

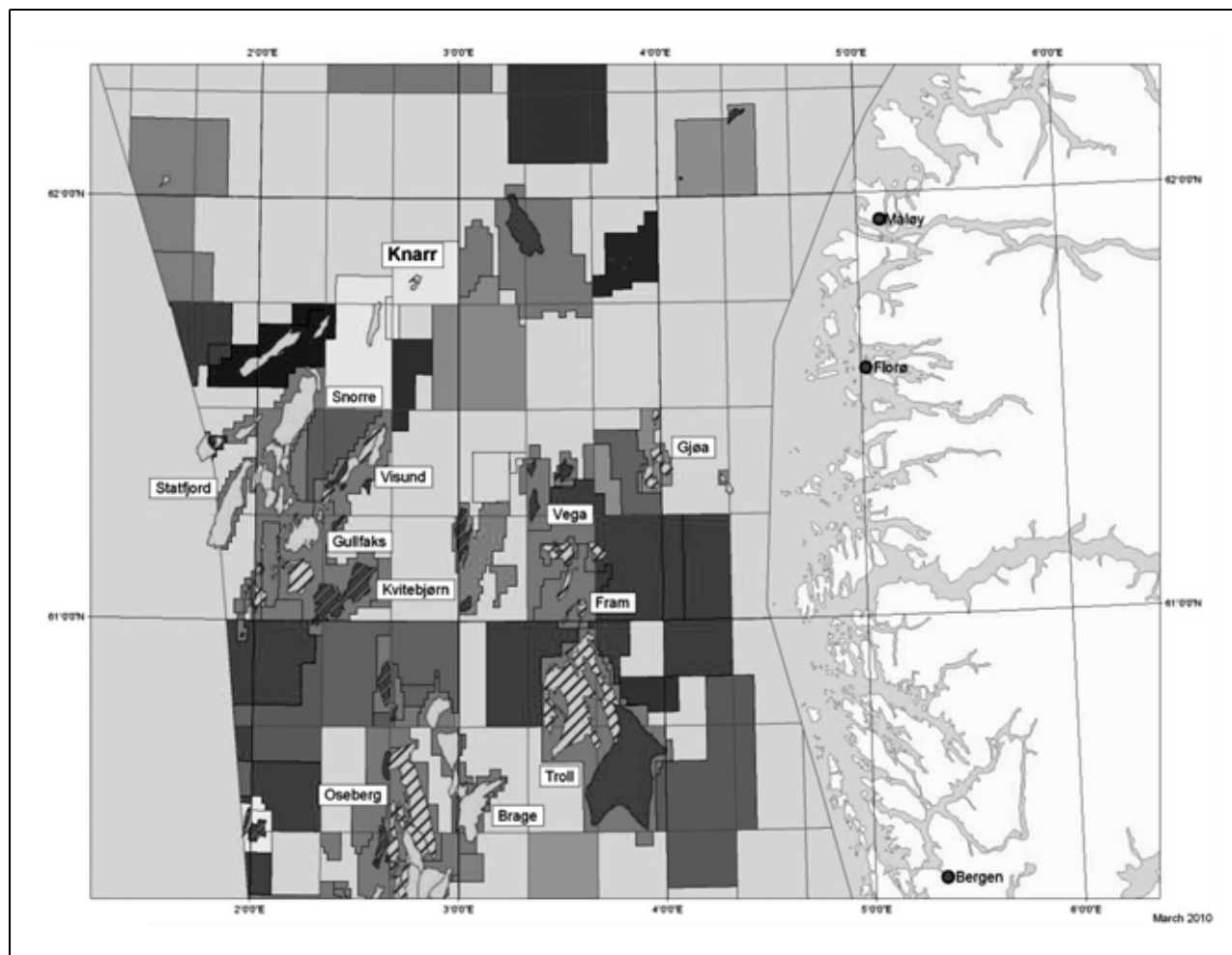
Stort sjøgående seilskip, i norsk historie først omtalt i forbindelse med landnåmstiden (874-ca. 930).

Den fremkom fordi de tidligere lavbordede langskip ikke var brukelige på lange ferder over åpent hav og heller ikke kunne medføre nødvendig last av materialer, kveg m.m.

Knarren var kortere, bredere og dypere enn langskipet. Den hadde halvdekk forut og akter, men åpent lasterom midtskips omkring masten. Ble også brukt på krigstokter til fjernere land.

Kilde: Store norske leksikon

gjennomføres eller at det bør iverksettes avbøtende tiltak utover de som ligger til grunn i utbyggingsplanen. Det valgte utbyggingskonseptet er ut fra tekniske, økonomiske og ressursforvalt-



Figur 1.1 Knarrfeltets plassering i den nordlige delen av Nordsjøen.

ningsmessige hensyn den beste av de vurderte løsningene. Utbyggingsplanen har tilfredsstillende løsninger med hensyn til utslipp til sjø og luft.

Energibehovet på Knarr vil dekkes av gassturbiner på flyteren. Utslippene vil være omfattet av kvotesystemet for klimagasser og underlagt CO₂-avgift. Turbinene vil ha lav-NO_x-teknologi. Operatøren har utredet kostnadene ved at energibehovet på Knarr dekkes ved kraft fra land eller fra nærliggende installasjoner. Tiltakskostnadene gjør en slik løsning uhensiktsmessig. Det vil bli lagt til rette for en eventuell fremtidig elektrifisering av flyteren.

I tillegg til skatteinntekter til staten fra produksjonen på Knarr, vil utbyggingen og driften bidra til sysselsetting nasjonalt og regionalt. Forsyningsbase, helikopterterminal og en driftsenhet vil legges til Florø.

Utbyggingsplanen er forelagt Oljedirektoratet (OD) og Gassco AS for vurderinger av løsninger knyttet til utbygging og transport. Det er tatt hensyn til Oljedirektoratet og Gasscos vurderinger. Arbeidsdepartementet (AD) har vurdert forholdet til sikkerhet og arbeidsmiljø i prosjektet. Utbyggingen av Knarr vil gi samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og prosjektet kan bli gjennomført innenfor akseptable rammer med hensyn til sikkerhet, arbeidsmiljø, det ytre miljø og fiskeriinteresser.

2 Hovedtrekk i plan for utbygging og drift av Knarr

2.1 Innledning

Olje- og energidepartementet mottok 6. januar 2011 søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) av Knarr. Søknaden kom fra BG Norge, på vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelse 373S. Feltet er et oljefelt, som også inneholder noe gass. Knarr består av funnet Knarr sentral og prospektet Knarr vest. De utvinnbare ressursene for Knarr sentral er anslått til mellom 8 og 16 mill. Sm³ oljeekvivalenter (o.e).

Knarr ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, om lag 120 kilometer vest for Florø. Utvinningstillatelsen ble tildelt i forbindelse med tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2005. Funnet ble påvist i 2009. Planlagt oppstart er sent 2013.

Rettighetshaverne i utvinningstillatelsen er operatør BG Norge (45 %), Idemitsu Petroleum Norge (25 %), Wintershall Norge (20 %) og RWE Dea Norge (10 %).

Utbyggingen av Knarr omfatter funnet Knarr sentral, som danner utgangspunktet for utbyggingen, samt prospektet Knarr vest. Rettighetsha-

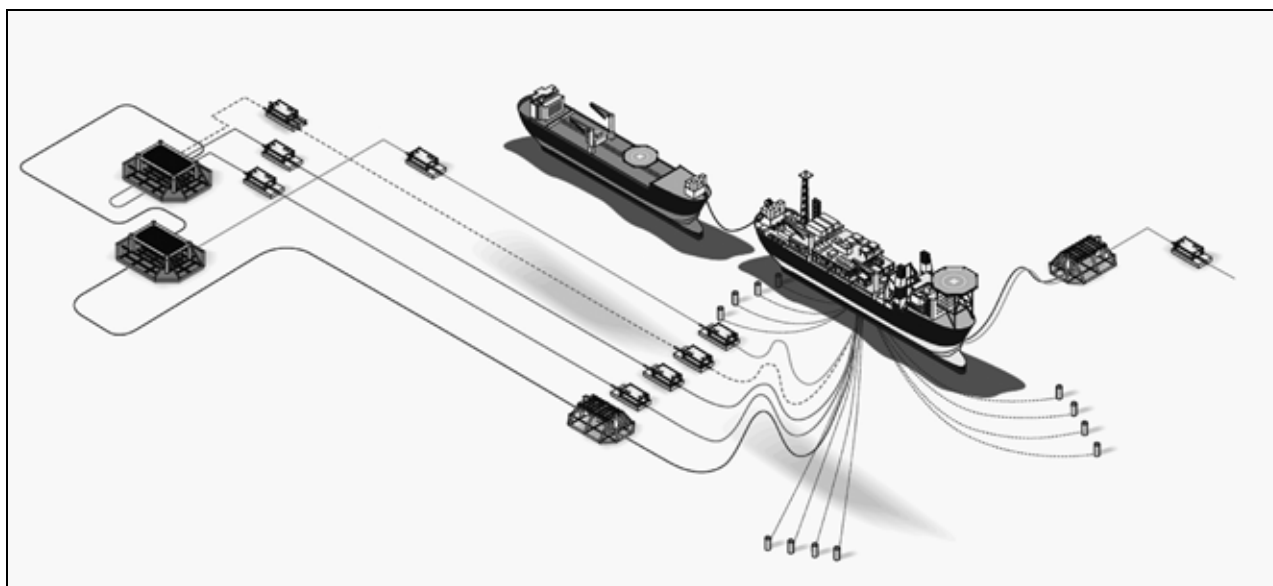
verne vil bore en letebrønn for å undersøke prospektet i 2011. En eventuell beslutning om Knarr vest skal bygges ut vil bli tatt på grunnlag av resultatene av letebrønnen. Utbyggingen av Knarr vest vil i så fall foregå samtidig som utbyggingen av Knarr sentral. Inkludert forventede tilleggsressurser i Knarr vest er ressursene anslått til mellom 10 og 25 mill. Sm³ o.e.

Driftsfasen er antatt å vare mellom 6 og 20 år. Lengden på driftperioden vil avhenge av oljepris og driftskostnader samt eventuelle fremtidige funn i Knarr vest og området forøvrig.

2.2 Utbyggingsløsning og produksjon

Rettighetshaverne planlegger å bygge ut Knarrfeltet med tre havbunnsinnretninger knyttet opp til et flytende produksjonsskip med oljelager. Oljen vil bli lastet over på tankskip og gassen vil transporteres i en ny gassrørledning til St. Fergus i Storbritannia.

Knarr sentral vil bli produsert ved hjelp av to produksjonsbrønner og to injeksjonsbrønner. Utvinningsstrategien er basert på trykkvedlike-



Figur 2.1 Knarr sentral. Illustrasjonen viser flyteren, skytteltanker og havbunnsinnretninger.

hold ved vanninjeksjon. Både produsert vann og sjøvann vil bli injisert i reservoaret. Utbyggingsløsningen legger til rette for at Knarr kan knytte til seg andre ressurser i området. For å øke utvinningen vil operatøren vurdere å bore flere brønner og å forlenge produksjonsperioden for innretningen. Disse vurderingene vil være basert på produksjonserfaring og datainnsamling fra reservoaret.

Operatøren har i tillegg til boring av flere brønner vurdert ulike avanserte metoder for økt utvinning. De fleste metodene er utelukket, blant annet på grunn av den høye reservoartemperaturen. Operatøren har vurdert flere forskjellige utbyggingsløsninger for Knarr. Den valgte løsningen er den beste ut fra tekniske, økonomiske og ressursforvaltningsmessige hensyn.

Rettighetshaverne eier ikke produksjonsenheten selv, men vil inngå leiekontrakt med en leverandør av en varighet på minimum seks år, med forbehold om godkjenning av PUD. Leverandøren vil ha den daglige driften av flyteren.

2.3 Investeringer og lønnsomhet

De totale investeringene er på 6,3 mrd. 2010-kroner ved utbygging av Knarr sentral, og anslås til 11,2 mrd. 2010-kroner hvis man inkluderer Knarr vest. I tillegg kommer leiekostnader til flyteren, som over en 6-års periode vil beløpe seg til mellom 5 og 6 mrd. 2010-kroner.

Basert på rettighetshavernes forutsetninger fremstår prosjektet som robust, med en nåverdi før skatt på 8,1 mrd. 2010-kroner. Balansepris for prosjektet før skatt er 47 USD/fat (både nåverdi og balansepris gjelder Knarr sentral).

2.4 Kraftforsyning

Energibehovet for Knarr er i oppstartsfasen på om lag 32 MW, men synker etter 5 år til om lag 24 MW. Kraftbehovet vil dekkes av tre 15 MWs gass-turbiner på flyteren. Turbinene vil ha lav-NO_x-teknologi. Operatøren har vurdert elektrifisering av flyteren ved å hente kraft fra land eller nærliggende installasjoner. Tiltakskostnadene gjør en slik løsning uhensiktmessig.

2.5 Områdevurdering

Flyteren har tilstrekkelig kapasitet til å motta forventede utvinnbare oljeressurser i de omkringliggende utvinningstillatelsene. Innretningen har også tilstrekkelig gassbehandlingskapasitet til å håndtere den forventede produksjonen av assosiert gass knyttet til disse oljeressursene.

2.6 Disponering av innretningene

Nedstengning og disponering av innretningene og brønnene vil bli utført i henhold til gjeldende regelverk. I utbyggingsplanen er det lagt til grunn at rørledninger som ikke er tildekket, blir fjernet. Nedgravde rørledninger kuttes der de kommer opp fra sjøbunnen. Nedgravde rørledninger forutsettes etterlatt på stedet, mens de avkuttete endene fjernes eller blir dekket av grus. Fjerningskostnadene for Knarr sentral er anslått til 565 mill. 2010-kroner.

3 Hovedtrekk i plan for anlegg og drift

3.1 Transport av gass

Det er planlagt at rikgass fra Knarr skal transporteres gjennom en ny rørledning fra feltet og til et tilknytningspunkt på FLAGS-rørledningen på britisk sokkel (Far North Liquids and Gas Gathering System). Rikgassen vil bli transportert til St. Fergus i Skottland hvor den vil bli prosessert før videre transport til det britiske markedet.

Tilknytningen av rikgassrørledningen fra Knarr til FLAGS vil bli regulert av tilknytningsavtaler fremforhandlet mellom de relevante interessentskapene. Rørledningen vil krysse totalt 10 rørledninger. Det er gjort avtaler mellom Knarr og eierne av rørledningene om kryssing av disse.

Rørledningen fra Knarr til tilknytningspunktet på FLAGS-rørledningen er omfattet av «Rammeavtale mellom Norge og Storbritannia om legging og drift av samt jurisdiksjon over undersjøiske tilknytningsrørledninger» av 25. august 1998. Dette innebærer at utbyggingen av rørledningen krever godkjenning fra begge lands myndigheter.

3.2 Kostnader

Investering i rikgassrørledningen er av operatøren anslått til 949 mill. 2010-kroner.

4 Konsekvensutredning

4.1 Innledning

Konsekvensutredning for Knarr ble sendt på offentlig høring 6. september 2010. Konsekvensutredningen var basert på utredningsprogrammet som ble sendt på offentlig høring 4. oktober 2009. I tillegg ble det sendt ut en konsekvensutredning om lokalisering av landbaserte støttefunksjoner på høring 7. desember 2010. 13 høringsinstanser har uttalt seg om utredningen.

Konsekvensutredningen skal klargjøre virkninger ved utbygging og drift av feltet som kan ha vesentlige konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn. Det er ikke ventet at utbyggingen vil ha vesentlige negative konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn. Et sammendrag av høringsuttalelsene og operatørens kommentarer til disse er gjengitt i vedlegg 1.

4.2 Alternative utbyggingsløsninger

Rettighetshaverne har vurdert ulike utbyggingskonsepter, herunder ulike plattformvarianter, oljeeksport gjennom rørledning og undervannsutbygging med tilknytning til eksisterende infrastruktur.

Flere av de nærmeste feltene til Knarr hadde ikke tilgjengelig kapasitet til å motta brønnstrømmen fra feltet. Avstanden til flere eksisterende felt er så stor at en satellittutbygging med havbunnsbrønner vil vanskeliggjøre vanninjeksjon med tilstrekkelig høyt trykk. I tillegg ville transport av brønnstrøm til disse feltene vært utfordrende. En utbyggingsløsning med bunnfast produksjonsinnretning er ikke aktuelt på grunn av det store vann-dypet.

Den valgte løsningen har den laveste investeringskostnaden blant de frittstående utbyggingsløsningene, og kan gjennomføres raskere enn alternativene. Operatøren anser den valgte løsningen som den teknisk, ressursmessig og kommersielt sett beste. Det er små forskjeller i miljøpåvirkning blant de vurderte utbyggingsløsningene.

4.3 Utslipp til luft

Utbyggingen vil føre til utslipp til luft som følge av boring, brønnoperasjoner, marine operasjoner og transportvirksomhet. I driftsfasen vil utslippene i hovedsak komme fra utstyrstesting, fakling, kraftgenerering og kompresjon.

Operatøren har vurdert kraft fra land ved en tilkobling til strømmettet ved Florø, med en vekselstrømskabel på 140 km ut til flyteren. Operatøren har beregnet tiltakskostnadene ved å hente kraft fra land til 2359 kroner/tonn CO₂¹. I disse kostnadene er det ikke tatt med eventuelle nødvendige forsterkninger av nettet på land. Kostnadene gjør et slikt tiltak uhensiktsmessig. Det legges likevel til rette for en eventuell fremtidig elektrifisering av flyteren.

De viktigste tiltakene for å redusere utslipp til luft er bruk av lav NO_x-turbiner, et lukket flammesystem og ventilsystem som returnerer VoC til prosessen om bord. Avhengig av kraftbehov til enhver tid, vil Knarr benytte tre gassturbiner med variabel hastighet. Dette bidrar til reduserte utslipp til luft sammenlignet med tradisjonelle turbiner med konstant hastighet. Dette muliggjør nedstenging av overflødige turbiner etter hvert som produksjonen avtar, og reduserer utslipp til luft sammenlignet med bruk av én større turbin som genererer kraft gjennom hele feltets levetid.

Produksjon av ressursene på Knarr vil gi kvotepliktige utslipp av klimagasser på innretningen, og operatøren vil søke Klif om tillatelse til kvotepliktige utslipp.

4.4 Utslipp til sjø

Produsert vann planlegges reinjisert i reservoaret for å opprettholde reservoartrykket. Dette vil redusere utslippene til sjø, men det medfører risiko for forsuring av reservoaret og korrosjon av utstyret. I perioder når vanninjeksjonssystemet er nedstengt eller har redusert kapasitet, vil produ-

¹ I beregningen er det lagt til grunn at endringen i utslipp som følge av tiltaket = unngått utslipp på innretningen.

sert vann renses og slippes ut i sjø. Oljeholdig vann som slippes til sjø vil renses slik at det tilfredsstiller myndighetenes krav.

Operatøren vil minimere bruk av kjemikalier i produksjonen. Alle kjemikaliene som skal benyttes vil testes med hensyn til nedbrytbarhet og potensial for bioakkumulering.

Det vil ikke bli utslipp av borekaks med rester av oljebasert boreslam. Oljebasert borekaks vil transporteres til land for videre behandling. All oljebasert boreslam vil bli sendt i land for gjenbruk eller eventuelt destruksjon. Bruk av oljebasert slam vil reduseres til et minimum.

Operatøren vil etablere nødvendig beredskap for å hindre og redusere virkningen av eventuell akutt forurensing som følge av aktiviteter på feltet. Tiltakene vil bli presentert i en feltspesifikk oljevernberedskapsplan i forbindelse med utslippssøknad og miljørisikoanalyse knyttet til utbygging og produksjon på feltet.

4.5 Arealbeslag og fysiske inngrep

Knarr er lokalisert i et område med begrenset fiskeriaktivitet. Ingen seilingsleder for handelsfartøyer eller transport til innretninger på sokkelen krysser blokken der feltet er lokalisert. Operatøren vil ha et beredskapsfartøy i området, slik at fartøy kan varsles for å unngå eventuelle konflikter.

Den planlagte rørledningen vil krysse viktige fiskefelt i vestskråningen av Norskerenna og på bankeområdene vest for Norskerenna. Rørledninger og undervannsutstyr vil være overtrålbart og derfor ikke ha noen innvirkning på fisket.

Boring og klargjøring av innretningene på Knarr vil gi et midlertidig arealbeslag for alle

typer fiske i området. Utbyggingsaktivitetene ventes ikke å medføre nevneverdige operasjonelle ulemper eller fangstreduksjoner.

Rørledninger og kabler som er grøftet eller nedgravd vil ikke medføre hindringer eller ulemper for fiskeriene etter at dette arbeidet er ferdig. Rørledninger legges ved hjelp av dynamiske posisjonerte fartøyer som ikke etterlater ankemerker på havbunnen. Rørledninger og havbunnsinnretninger vil være overtrålbare og i så måte ikke til hinder for fiskeriene.

4.6 Ringvirkninger

Utbygging og drift av Knarr sentral og prospektet Knarr vest vil gi sysselsettingseffekter på både nasjonalt og lokalt nivå. Utbyggingen vil i følge konsekvensutredningen bidra til 11 000 årsverk på landsbasis mellom 2011 til 2014. I utredningen er de totale norske sysselsettingseffektene av drift av feltet beregnet til vel 650 årsverk. Tallene omfatter konsumvirkninger og direkte og indirekte produksjonseffekter.

Utbygging og drift av Knarr vil bidra til lokale sysselsettingseffekter. Logistikk- og helikopterbase vil legges til Florø. I tillegg vil en driftsenhet lokaliseres til basen i Florø. Operatøren oppgir at samlet kan base- og driftsenheten utgjøre mellom 10-15 årsverk i Florø. Feltledelsen vil legges ved operatørens hovedkontor i Stavanger. Leverandøren av flyteren vil ha noe personell tilknyttet teknisk støtte, administrasjon og andre kjernetjenester ved sitt hovedkontor. Operatøren vil samarbeide med regionale næringsorganisasjoner og leverandørnettverk for å bidra til at det regionale næringslivet kan kvalifisere seg for leveranser til feltet.

5 Myndighetenes vurdering av plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift

5.1 Arbeidsdepartementets vurdering

Arbeidsdepartementet har forelagt saken for Petroleumstilsynet (Ptil) som har foretatt en vurdering av HMS-forholdene. Ptil har i tillegg til planen avholdt møter med operatør og derigjennom fått belyst flere forhold vedrørende feltutbyggingen. Petroleumstilsynets anbefaling er at planen for feltet og gasseksportørledningen godkjennes, men tilsynet har følgende kommentarer:

Petroleumstilsynet har i møter med selskapet blant annet bedt om vurderinger av utfordringer knyttet til trykk og temperaturforhold i reservoaret. Selskapet opplyser, uten å komme med konkrete eksempler, at operasjonelle tiltak skal iverksettes for å ivareta dette. Ptil signaliserer at dette er forhold tilsynet blant annet vil følge opp ved mottak om søknad om samtykke til boring.

Som følge av at feltet ligger i et område med forholdsvis hardt vær, mener Ptil at operatøren bør vurdere behovet for høyere kapasitet på kranene til havs enn det standardene i dag setter som minimumskrav.

Feltet ligger om lag 72 kilometer fra nærmeste sted hvor det foretas observasjoner av bølge og vindforhold (Gullfaks). Ptil vil derfor i samarbeid med Meteorologisk institutt vurdere om det er behov for enkeltvedtak som pålegger selskapet innsamling av meteorologiske og oceanografiske data, jf. rammeforskriftens § 46. Ptil legger videre til grunn at kollisjonsvurderinger mellom flyteren og skip foreløpig ikke er vurdert, men at selskapet opplyser at dette vil bli gjort. Ptil påpeker samtidig at det har vært flere kollisjoner både på norsk og britisk sokkel, og at det er nødvendig å gjøre det som er mulig for å redusere kollisjonsrisiko.

Ptils vurdering er at operatøren har nødvendig kapasitet og kompetanse til å gjennomføre utbyggingen. I vurderingen legger tilsynet vekt på at BG Norges prosjektorganisasjon er bemannet med personell som har erfaring med tilsvarende feltutbyggingsprosjekt på norsk sokkel, samt at selskapet planlegger å inngå kontrakt om bygging og drift av en produksjons- og lagerinnretning

med en aktør som har erfaring med drift av tilsvarende innretninger på norsk sokkel. Videre har selskapet bekreftet at de aktivt arbeider for å øke bemanningen med bakgrunn i de feltdriftsoppgaver selskapet vil stå ansvarlig for.

Ptil forutsetter for øvrig at rettighetshaverne i utvinningslisensen har etablert styringssystem for etterlevelse av påseplikten mot operatøren.

Arbeidsdepartementet stiller seg bak Petroleumstilsynets vurderinger i denne saken og har ingen ytterligere merknader til planen.

5.2 Oljedirektoratets vurdering

Olje- og energidepartementet har forelagt saken for Oljedirektoratet. Direktoratet har hatt møter med operatøren og øvrige rettighetshavere i perioden før innlevering av PUD.

Oljedirektoratet har anbefalt operatøren at prospektet Knarr vest inkluderes i ressursgrunnlaget for plan for utbygging og drift. Det er Oljedirektoratets vurdering at Knarr vest er tilstrekkelig kartlagt og vurdert til å inkluderes i godkjenningen av PUD. Det er planlagt boret en undersøkelsesbrønn i Knarr vest i 2011. Utbyggingsløsningsen er robust for ulike utfall av boringen i Knarr vest.

Havbunnsinnretningene som eventuelt skal benyttes til utbyggingen av Knarr vest vil først bli besluttet anskaffet etter at tilstrekkelig ressursgrunnlag er påvist. Etter direktoratets vurdering fører en slik tilnærming til at man får en tidlig oppstart av utbyggingsprosjektet, en tidsriktig avgrensning av et betydelig ressursmessig tilleggs potensial, og at man samtidig sikrer et godt beslutningsgrunnlag for en eventuell utbygging av Knarr vest. Oljedirektoratet vurderer operatørens geofaglige arbeid på Knarr som tilfredsstillende utført og tilstrekkelig til å igangsette utbygging av funnet.

Direktoratet påpeker at operatøren ikke har benyttet funnsannsynligheter i ressursberegningen. For segmentene i Knarr sentral utgjør dette

små avvik i riskede tilstedeværende ressurser, mens det for segmentene i Knarr vest reduserer tilstedeværende ressurser med 32,5 prosent. De forventede ressursene på Knarr sentral er uansett tilstrekkelige til at utbyggingen av Knarr er robust.

Utvinnbare ressurser for Knarr sentral etter 20 års produksjon er anslått til hhv 11 mill. Sm³ olje, 0,6 mrd Sm³ salgsgass og 1,4 mill. tonn NGL. Økonomiske utvinnbare oljeressurser for Knarr sentral etter 6 års produksjon er anslått til om lag 8 mill. Sm³. Utvinningsgraden for olje vil være nært knyttet til den økonomiske levetiden for feltet. Ved avslutning etter 6 års produksjonsperiode vil den være om lag 35 pst, etter 20 år om lag 47 pst. Usikkerheten i utvinnbare oljeressurser er på henholdsvis – 22 pst. ved lavt estimat og + 40 pst. ved høyt estimat. En reservoarparameter som bidrar til usikkerhet i utvinnbare ressurser er relative strømningsegenskaper for olje/vann.

Knarr sentral vil produseres ved hjelp av to produsenter og to vanninjektorer. Utvinningsstrategien er basert på trykkvedlikehold ved vanninjeksjon. Både produsert vann og sjøvann vil injiseres i reservoaret. Det er usikkert i hvilken grad vannsonen i reservoaret bidrar med trykkstøtte. Det planlegges derfor en produksjonsperiode på 6 måneder uten vanninjeksjon for å samle inn trykkdata for å evaluere trykkstøtten fra vannsonen.

Operatøren har utført en studie av forskjellige tiltak for å øke utvinningen fra Knarr. To av de viktigste mulige tiltakene er boring av ytterligere brønner samt forlenget produksjonsperiode for innretningen. Det er også vurdert forskjellige avanserte metoder for økt utvinning, men de fleste av disse er utelukket på grunn av den høye reservoartemperaturen.

Etter forespørsel fra direktoratet har operatøren vurdert samtidig injeksjon av vann og gass (SWAG) med oppstart etter hhv. 6 måneder og 3 års produksjon, og dette gir en viss økning i utvinnbare ressurser i forhold til kun vanninjeksjon. SWAG etter 6 måneder gir en økning i utvinnbare ressurser på ca 0,7 mill Sm³ o.e., mens SWAG etter 3 år gir en økning på ca. 0,3 mill Sm³ o.e. Som følge av høyt initielt reservoartrykk krever gassinjeksjon høyt injeksjonstrykk, i tillegg må gass importeres fra en ekstern kilde. Disse forholdene bidrar til at SWAG gir dårligere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn ren vanninjeksjon. Oljedirektoratet mener at operatørens reservoarvurderinger for Knarr er tilfredsstillende utført og dokumentert, og har ingen innvendinger til planlagt utvinningsstrategi.

Operatøren har vurdert flere forskjellige utbyggingsløsninger. Forespørsler til felt i områ-

det viser at ingen av disse kunne ta i mot brønnstrømmen fra Knarr nå. Avstanden til eksisterende felt er så stor at en satellittutbygging med havbunnsbrønner ville vanskeliggjort leveranser av injeksjonsvann med tilstrekkelig høyt trykk, noe som igjen ville gitt vesentlig lavere utvinningsgrad. I tillegg er transport av brønnstrømmen over så lange avstander utfordrende. En utbyggingsløsning med bunnfast produksjonsinnretning er ikke aktuelt på grunn av stort vanddyp.

Utbyggingsløsningen er tilstrekkelig fleksibel til å kunne prosessere andre ressurser i området. Det er fleksibilitet på produksjonsskipet i forhold til vannbehandlingskapasitet, og gitt den korte platåperioden for produksjonen, vil det etter to år være mulig å fase inn tilleggsressurser. Det er mulig å koble til flere rør i dreieskiven. Dette gir tilstrekkelig kapasitet til oppknytning av fremtidig brønnstrøm. Samtidig er det ledig kapasitet i kontrollsystemet for fremtidige brønner.

Direktoratets studie av området viser at flyteren har tilstrekkelig kapasitet til å håndtere de forventede utvinnbare oljeressursene i de omkringliggende utvinningstillatelsene. Områdestudien viser også at flyteren har tilstrekkelig gassbehandlingskapasitet til å håndtere den forventede produksjonen av assosiert gass knyttet til disse oljeressursene. Dersom det gjøres oljefunn med mye assosiert gass kan gassbehandlingskapasiteten bli en begrensende faktor for tilknytning til Knarr. Innretningen har ikke kapasitet til å prosessere gass fra større gassfunn i området.

Oljedirektoratet mener at operatørens vurderinger i forhold til valg av utbyggingsløsning for Knarr er tilfredsstillende utført og dokumentert, og har ingen innvendinger til valgt utbyggingsløsning.

Operatøren har valgt å leie produksjonsinnretningen for å sikre fleksibilitet i prosjektet. Leieavtalen som er inngått har en bindingstid på 6 år (den faste perioden), med mulighet for utvidelse av avtalen med ytterligere 14 år (opsjonsperioden). Direktoratet har overfor operatøren understreket viktigheten av en fleksibel leieavtale på flyteren for å muliggjøre produksjon av ressursene i området. Direktoratet har i denne sammenheng særlig vært opptatt av at leieraten ikke stiger ved overgangen til eller i løpet av opsjonsperioden. En stigende leirate i denne perioden ville ha gjort fortsatt produksjon og innfasing av tilleggsressurser mindre sannsynlig. Dette hensynet er etter direktoratets vurdering ivaretatt i den endelige avtalen. Det er også inkludert en kjøpsopsjon i avtalen, som gir rettighetshaverne en kjøpsrettighet til produksjonsinnretningen etter fastperioden.

Flyteren vil ha egen kraftgenerering i form av gassturbiner som også kan drives med diesel. Turbinene skal ha lav NO_x-teknologi. Operatøren har vurdert kraft fra land for å redusere utslippene fra innretningen. Det er vurdert en tilkobling til strømmettet ved Florø med en vekselstrømskabel på 140 km. Operatøren har beregnet tiltaks-kostnadene for å elektrifisere innretningen med kraft fra land til 2359 kroner/tonn CO₂. I disse kostnadene er det ikke tatt med eventuelle nødvendige forsterkninger av nettet på land.

Oljedirektoratet har gjennomgått operatørens vurderinger og tiltakskostberegninger med hensyn på kraft fra land. Operatøren har brukt samme forutsetninger som er brukt i Klimakur 2020, og kostnadsestimatene er vurdert som realistiske. Direktoratet konstaterer at tiltakskostnadene for kraft fra land er høye, og anbefaler at feltet bygges ut som anbefalt av operatøren uten kraft fra land. Operatøren vil imidlertid legge til rette for en eventuell fremtidig elektrifisering av flyteren.

Oljedirektoratet påpeker at sammensetningen av gassen, samt høyt CO₂- og H₂S-innhold, medvirker til at det ikke er prosesseringskapasitet for gass fra Knarr i norske anlegg uten betydelige investeringer, utsettelse og redusert regularitet for prosjektet.

Oljedirektoratet vurderer det slik at den foreslåtte traseen for rikkassrørledningen ikke vil ha noen vesentlig negativ effekt for videre leteaktivitet i området.

På bakgrunn av ovennevnte vurderinger anbefaler Oljedirektoratet at plan for utbygging og drift av Knarr og plan for anlegg og drift av gasseksportørledningen godkjennes.

5.3 Gasscos vurdering

Departementet har mottatt en vurdering fra Gassco AS av plan for anlegg og drift av gassrørledningen fra Knarr.

Gassco er kjent med at FLAGS har bekreftet overfor rettighetshaverne på Knarr at det vil være tilstrekkelig kapasitet for Knarr i FLAGS og i St. Fergus.

Etter anmodning fra Knarr foretok Gassco tidligfasevurderinger av alternative gassevakueringsløsninger for feltet, herunder gasstransport-systemene på norsk sokkel. I forbindelse med plan for anlegg og drift har Gassco gjort oppdaterte analyser blant annet knyttet til tilknytningspunkt for gassrørledningen og økonomi.

Transport av rikkassen fra Knarr til Kollsnes via Kvitebjørn gassrør er en av løsningene som er

blitt vurdert. Rikkassen fra Kvitebjørn-røret blir prosessert i NGL-anlegget på Kollsnes. NGL blir deretter transportert til Vestprosess for videre utskilling av produkter. Denne løsningen ble valgt bort som følge av at det ikke er tilgjengelig kapasitet i Vestprosess.

Gasscos transportanalyser viser at kapasitetsutnyttelsen i eksisterende anlegg på Kårstø og i Statpipe-rørledningen er forventet å være høy de kommende år. Det vil kunne være begrenset kapasitet for gassen fra Knarr i perioden 2013 til 2018. Gassco påpeker at gassen fra feltet vil være avhengig av blanding med annen gass for å være innenfor tillatt spesifikasjon. En løsning ved Statpipe ville medført at dersom andre felt som leverer inn i Statpipe stenger ned, så ville Knarr også umiddelbart måtte stenge ned. Løsningen til Kårstø via Statpipe ble valgt bort på grunn av usikkerheten knyttet til tilgjengelig kapasitet, gasskvalitet og blanding, samt risiko for å få væskeutfelling i Statpipe-rørledningen og på Kårstø.

Gassco anbefaler at designtrykket økes til 172 barg, i tråd med designtrykket på øvrige norske gassrørledninger som leverer til FLAGS (Tampen Link og Gjøl). Videre anbefaler Gassco at Knarr vurderer en oppgradering fra 10 til 12 tommer for gasseksport-stigerør fra flyteren til Knarr-gassrørledningen. Dette vil gjøre inspeksjon av stigerøret og gassrørledningen sikrere og oppstartsaktivitetene lettere.

Gassco påpeker at for å kunne foreta lekkasjedeteksjon må det være tilstrekkelige signaler fra flyteren til selskapets lekkasjedeteksjonsmodell. Det må sikres at Gassco får overført relevante signaler for blant annet trykk og temperatur fra flyterens eksportsystem.

Når det gjelder operatørskap påpeker Gassco at det er viktig med god samordning mellom Shell UK som operatør for FLAGS, Gassco som operatør for Tampen Link og Gjøl gassrør og operatøren av Knarr for å sikre optimal drift av systemet. Dersom BG Norge blir operatør av gassrørledningen fra Knarr, vil en få dublering av funksjoner og oppgaver som allerede er etablert av Gassco. Funksjonene som vil kunne bli dublet er: Organisasjon for døgntkontinuerlig drift og dispatchingsentral, kapasitetsadministrasjon, signaoverføring for lekkasjedeteksjon og prosedyrer og avtaler med operatøren av FLAGS. På bakgrunn av dette mener Gassco at Gassco bør få operatøransvaret for driften av røret. Operatøren for Knarr deler Gasscos syn. Gasscos operatøransvar kan håndteres uten endringer i Gassco sin organisasjon.

5.4 Olje- og energidepartementets vurdering

Olje- og energidepartementet deler Oljedirektoratets vurderinger av at utbyggingsplanen godtgjør at ressursene i Knarr kan utvinnes på en forsvarlig måte som ivaretar god ressursforvaltning.

Knarr vest er inkludert i grunnlaget for utbyggingsplanen. Rettighetshaverne vil foreta undersøkelser av Knarr vest i 2011 for deretter å beslutte om de skal bygge det ut. Departementet viser til Oljedirektoratets vurdering av at denne tilnærmingen bidrar til tidlig oppstart av prosjektet og at man får vurdert om prosjektet vil dekke et betydelig ressursmessig tilleggspotensial. Det vises til at direktoratet vurderer operatørens geografiske arbeid på Knarr som tilfredsstillende utført og tilstrekkelig til å igangsette utbygging av funnet.

Departementet viser til at operatøren har vurdert ulike løsninger, og at den valgte utbyggingsløsningen vurderes som den beste ut fra tekniske, økonomiske og ressursforvaltningsmessige hensyn.

Utbyggingsløsningen vil bidra positivt til infrastrukturen i området ettersom utvinnbare oljeresurser samt assosiert gass i nærheten kan knyttes til Knarr. Flyteren vil imidlertid ikke ha kapasitet til å prosessere gass fra større gassfunn i området.

Operatøren har valgt å leie flyteren for å sikre fleksibilitet i prosjektet. Det er viktig at leieraten ikke stiger etter de første 6 årene av produksjonen, da dette vil begrense videre produksjon og økt utvinning. Det er inkludert en kjøpsopsjon i avtalen, som gir rettighetshaverne en kjøpsrettighet til produksjonsinnretningen etter fastperioden på 6 år.

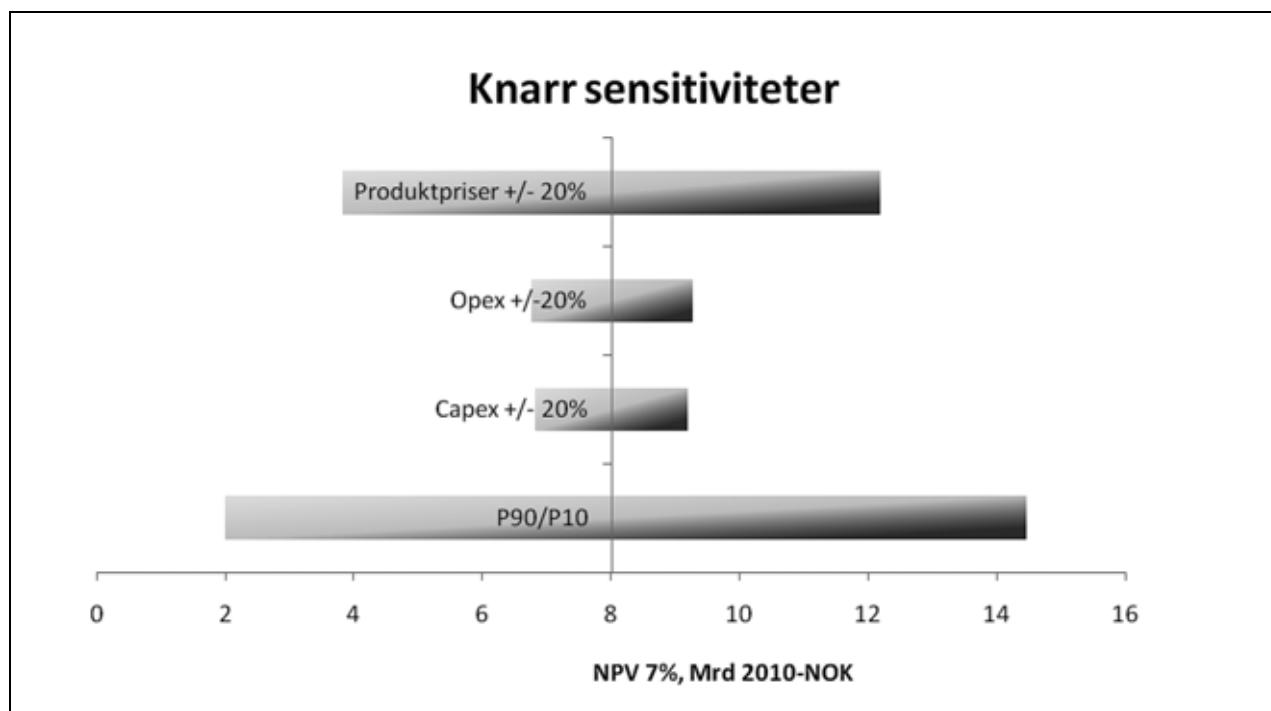
De fleste produksjonsinnretningene som er i bruk innenfor petroleumsvirksomheten eies av rettighetshaverne på feltene. Inntekter og utgifter i produksjonsinnretningen vil da inngå i rettighetshavernes skatteregnskap etter petroleumsskatteloven. Selskapenes eventuelle internpriser har da ikke skattemessig betydning for rettighetshaverne. Det er likevel flere eksempler på at felteierne leier produksjonsinnretninger fra tredjeparter som ikke inngår i petroleumsskattesystemet. I slike tilfeller vil leieprisen ha stor betydning for den samlede skatten i petroleumsvirksomheten.

Dersom de som eier og leier ut produksjonsinnretningen er helt uavhengig av de aktuelle rettighetshaverne, har rettighetshaverne stor interesse av å holde leiekostnadene så lave som mulig. Dersom selskaper som eier og leier ut produksjonsinnretninger beskattes utenfor petroleumsskattesystemet, samtidig som rettighetshaverne har økonomiske interesser i produksjonsinnretningen, er det fare for skattemotiverte beslutninger. Dette kan medføre ugunstige beslutninger for staten som ressurseier. Dette skyldes at leieinntektene til innretningen da vil være underlagt en lavere skattesats enn den marginale sats i petroleumsskatteregimet. Rettighetshavernes leieutgifter vil imidlertid komme til fradrag i grunnlaget for petroleumsskatten. Dersom rettighetshaverne har en økonomisk eksponering i produksjonsinnretningen vil de ikke lengre ha samme økonomiske insentiver til å få etablert lave leiepriser. De skattemessige aspektene ved dette håndterer ligningsmyndighetene ved behandlingen av rettighetshavernes skattelikning.

For ressursmyndighetene kan dette gi utfordringer dersom dette også kan påvirke den utbyggingsløsning som velges. Forsøk på skatteoptimalisering gjennom å leie en innretning medfører et samfunnsøkonomisk tap dersom utbyggingsløsningen blir påvirket. Ressursmyndighetene er opptatt av at virksomheten reguleres for at slike samfunnsøkonomiske tap i størst mulig grad unngås. Regjeringen vil på denne bakgrunn endre petroleumsforskriften slik at rettighetshavere ikke kan leie produksjonsinnretninger av selskaper/aktører hvor de selv har en økonomisk interesse. For utbygginger som gjennomføres før disse forskriftene er vedtatt, vil departementet stille som betingelse for utbyggingen at så lenge rettighetshaverne leier produksjonsinnretningen, skal ikke noen av rettighetshaverne kunne delta direkte eller indirekte på eiersiden i innretningen, med mindre departementet samtykker til dette.

Når det gjelder plan for anlegg og drift av ny rikkassrørledning viser departementet til Gasscos vurdering av alternative gassevakueringssystemer for Knarr. Gassco har spesielt sett på muligheten for transport og behandling i norske systemer, enten mot Kollsnes eller Kårstø. Kollsnes ble valgt bort som følge av at det ikke er tilgjengelig kapasitet i Vestprosess. Kårstø ble valgt bort på grunn av usikkerhet knyttet til tilgjengelig kapasitet, gasskvalitet og blanding, samt risiko for væskeutfelling i Statpipe-rørledningen og på Kårstø. Fra et ressursforvaltningsperspektiv er det viktig at løsningene for transport av gass er kostnadseffektiv, fordi dette medvirker til at så mye som mulig av ressursene blir realisert. Det er departementets oppfatning at den gasstransportløsningen som er valgt er en god løsning.

Departementet er opptatt av at gasstransportssystemet på norsk sokkel er organisert på en kostnadseffektiv måte der hensyn til eventuell bruk av



Figur 5.1 Prosjektets robusthet

rørledningene for andre enn eierne blir tatt vare på. På bakgrunn av dette vil departementet sette som vilkår at Gassco blir operatør for gassrøret fra Knarr i driftsfasen. Departementet vil også sette som vilkår at det opprettes et eget interessentskap for gassrøret.

Operatørens beregninger viser at prosjektet er lønnsomt. Nåverdien av Knarr sentral-utbyggingen er beregnet til 8,1 mrd. 2010-kroner før skatt med en diskonteringsfaktor på syv prosent. Balansepris for olje før skatt er 47 USD/fat for Knarr sentral. Det er utført beregninger for å teste prosjektets robusthet for variasjon i investeringskostnader, driftskostnader, produktpriser og ressursutfall, se figur 5.1.² Beregningene viser at prosjektet er mest sensitivt i forhold til endringer i ressursutfall, selv om prosjektet har positiv nåverdi også ved lavt ressursutfall (P90). Prosjektet er også sensitivt for endring i oljepris, men i mindre grad enn for et lavt ressursutfall. Endringer i driftskostnader og investeringer gir mindre utslag. Prosjektet viser positiv nåverdi også for nedsidene det er testet for. På denne bakgrunn vurderes prosjektet som robust for endringer i kostnader, produktpriser og ressursutfall. Oljedirektoratet har påpekt at operatøren ikke har benyttet funnsannsynligheter i ressursberegningen. Dette har betydning for Knarr vest.

² Det er kun Knarr sentral som ligger til grunn for disse sensitivitetene.

Basert på operatørens forutsetninger og beregningene overfor vurderer Olje- og energidepartementet at utbygging av Knarr er et tilstrekkelig samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt. Utbyggingen bidrar til god ressursforvaltning. Aktiviteten og inntektene til staten som følger av utbygging og drift av feltet vil gi positive virkninger for samfunnet.

Det er gjennomført konsekvensutredning av utbyggingen. Konsekvensutredningen har ikke avdekket forhold som tilsier at prosjektet ikke bør gjennomføres, eller at det bør gjennomføres spesielle avbøtende tiltak utover de som er planlagt. Det er ikke ventet negative konsekvenser av betydning for naturressurser og miljø.

Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet og Gassco har hatt en dialog med operatør om utbyggingsløsningen for Knarr før innsending av plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift. Formålet med denne dialogen har vært å sikre at den valgte utbyggingsløsningen oppfyller myndighetenes krav til god ressursforvaltning, herunder ivaretagelse av ytre miljø.

Kraft fra land er vurdert av operatøren og Oljedirektoratet. Et slikt tiltak har et kostnadsnivå i forhold til effekt på utslippene som tilsier at det ikke bør gjennomføres. Utslipp til luft i forbindelse med produksjon vil være omfattet av kvotesystemet for klimagasser og det vil betales CO₂-avgift som for andre utslipp fra petroleumssektoren.

Operatøren vil imidlertid legge til rette for at flyteren kan få kraft fra området i fremtiden.

Produsert vann planlegges reinjisert i reservoaret for å opprettholde reservoartrykket og bidra til økt utvinning. Dette vil redusere utslippene til sjø. I perioder når vanninjeksjonssystemet er nedstengt, vil produsert vann renses slik at det tilfredsstiller myndighetenes krav og slippes ut i sjø.

I petroleumssammenheng er Knarr et middels stort utbyggingsprosjekt, men prosjektet vil skape store vare- og tjenesteleveranser og gi sysselset-

tingsvirkninger i det norske samfunn. I tillegg vil utbygging og drift av Knarr bidra til regionale sysselsettingseffekter. Logistikk- og helikopterbase for feltet vil legges til Florø. I tillegg vil en driftsenhet lokaliseres til Florø. Operatøren oppgir at samlet kan base- og driftsenheten utgjøre 10-15 årsverk i Florø. Operatøren vil samarbeide med regionale næringsorganisasjoner og leverandørnettverk for å se om det regionale næringslivet kan kvalifisere seg for leveranser.

6 Konklusjoner og vilkår

Olje- og energidepartementet vil godkjenne plan for utbygging og drift av Knarr og gi tillatelse til anlegg og drift av gassrørledningen fra Knarr til FLAGS i samsvar med planene operatøren har fremlagt, de merknader som fremgår av denne proposisjonen, og på følgende vilkår:

- Så lenge rettighetshaverne leier produksjonsinnretningen, skal ikke noen av rettighetshaverne kunne delta direkte eller indirekte på eiersiden i forhold til innretningen, med mindre departementet samtykker til dette.
- Departementet vil kreve opprettet et eget interessentskap for rørgassrørledningen fra Knarr, sammensatt av rettighetshaverne i utvinnings-tillatelsen til Knarr. Interessentskapsavtale for rørgassrørledningen skal sendes departementet for godkjenning.

- BG Norge skal være operatør for rørgassrørledningen frem til oppstart av gassfylling i røret. Gassco AS skal da overta som operatør.
- Departementet vil på et senere tidspunkt kunne pålegge innlemming av gassrøret fra Knarr til FLAGS i Gassled dersom det blir aktuelt med tredjepartsbruk.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

At Deres Majestet godkjenner og skriver under et fremlagt forslag til proposisjon til Stortinget om utbygging og drift av Knarr.

Vi **HARALD**, Norges Konge,

s t a d f e s t e r :

Stortinget blir bedt om å gjøre vedtak om utbygging og drift av Knarr i samsvar med vedlagt forslag.

Forslag

til vedtak om utbygging og drift av Knarr

I

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet godkjenner plan for utbygging og drift av Knarr.

II

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet gir tillatelse til plan for anlegg og drift av rørledningene fra Knarr.

Vedlegg 1

Høringsuttalelser og BG Norges vurderinger

Oljedirektoratet

BG Norge har identifisert følgende høringskommentarer fra Oljedirektoratet:

1. Basis i KU er at en ikke kan bruke lav-NO_x-turbiner grunnet mye propan og butan i gassen. Dette er uheldig, da lav-NO_x-teknologi nå er forventet brukt på nye utbygginger. Bruk av lav-NO_x skal vurderes i den videre utredningsfasen.

Vurdering: På tidspunktet hvor KU ble sendt ut hadde ikke BG tilstrekkelig dokumentasjon til å kunne bekrefte at lav-NO_x-turbiner kunne brukes på Knarr på grunn av den spesielle komposisjonen til Knarr gass med høy andel av mellomkomponenter. BG bekrefter med dette at tekniske studier utført etter at KU ble utarbeidet, viser at det er mulig å bruke lav-NO_x-turbiner. Dette ligger nå inne som en kravspesifikasjon til FPSO'en.

2. Det er ikke oppgitt tiltakskost for kraft fra land. Det er gjort beregninger som viser noe høyere investeringer enn for turbiner på innretningen, men lavere driftskostnader. OD har bedt operatøren oversende grunnlag for beregning av tiltakskostnader.

Vurdering: Detaljerte beregninger av tiltakskost ble sendt OD i etterkant av møtet holdt 10. desember 2010. Følgende antagelser lå til grunn for beregning av tiltakskost:

- 0.55 kr/kW time for strøm (fra Klimakur 2020 report)
- 10% tap i kraftoverføring
- CO₂ intensitet 0.735 tonn/MW time
- Investeringsestimat 1787 millioner kroner

OD har senere gjennomgått forutsetningene og resultat av studien.

3. OD vil sammen med operatøren gå nærmere gjennom forutsetninger og resultat av kraft fra land studien. Avstanden til land

(110 km) tilsier at vekselstrøm er mulig. Ved bruk av geostasjonær flyter unngår en de fleste tekniske begrensningene.

Vurdering: Møte med OD ble holdt 10. desember for å diskutere alle forhold i forbindelse med mulig implementering av strøm fra land. BG støtter OD's vurdering når det gjelder vekselstrøm og ser heller ikke store tekniske hindringer for implementering av strøm fra land ved flytende innretninger. BG's argument mot initiell implementering av strøm fra land er relatert til prosjektøkonomi grunnet kort levetid på feltet og høye investeringskostnader. BG bekrefter at FPSO'en er tilrettelagt for senere implementering av kraft fra land. Dette vil være spesielt interessant fra et prosjektøkonomisk perspektiv dersom samkjøring med andre felt i nærheten er mulig.

4. Fakkelsystemet er ikke beskrevet i KU.

Vurdering: Fakkelsystemet valgt for Knarr vil være lukket. Små gassutslipp vil bli gjenvunnet og faset inn i gassseksportstrømmen. Det vil ikke være en kontinuerlig flamme i fakkeltårnet. Hvis store gassvolumer blir sluppet ut vil disse bli sendt til fakkell som vil bli tent gjennom et automatisk tenningsystem.

5. Dersom en må importere gass i en del av feltets levetid vil det være en utfordring å få eksportert NGL fra brønnstrømmen. Dette kan være et ressursmessig og miljømessig problem.

Vurdering: Produksjonsprofilen som beskrevet i PUD viser at feltet i de siste årene av feltets levetid vil produsere kun små volumer med gass. Gassvolumene fra Knarr alene vil ikke være tilstrekkelig for å generere all kraft som behøves for å drive FPSO'en. Dette kan avhjelpes ved å knytte andre felt opp mot FPSO'en. Dersom det ikke produseres tilstrekkelig gass på FPSO'en, kan også gass-strømmen reverseres. I tilfelle import av gass bekrefter BG at all produsert gass, inkludert NGL, vil brukes som brennstoff til kraftgenerering.

Arbeidstilsynet

BG Norge har ikke identifisert noen høringskommentarer fra Arbeidstilsynet.

Industri Energi

BG Norge har identifisert følgende høringskommentarer fra Industri Energi:

1. Lisensgruppen må legge frem beregninger over hvilke konsekvenser en ilandføring av Knarr til Kårstø eller Kollsnes vil ha i forhold til investeringer, økt aktivitet og verdiskapning. Industri Energi vil be om at Stortinget ved behandling av denne saken ser nærmere på de samfunnsøkonomiske aspektene ved at rikgass blir eksportert direkte til Storbritannia. Lisenshaverne må pålegges å redegjøre for de beregningene som er lagt til grunn.

Vurdering: I samarbeid med Gassco er det avklart at det ikke er teknisk mulig å eksportere gassen via Kårstø eller Kollsnes. På Kollsnes er en begrenset av væskehåndteringskapasitet – Knarr ville tatt 2 % av gassbehandlingskapasiteten, men hele 25 % av væskebehandlingskapasiteten ved Knarr platåproduksjon. For å få plass til Knarr måtte man holde tilbake gass fra Troll eller Kvitebjørn. Knarr gass møter heller ikke Statpipe krav på cricondentherm på Kårstø. For å eksportere Knarr gass via Kårstø måtte man øke operasjonstrykket noe som ville ført til redusert eksportkapasitet i Åsgard området. Gassco anbefaler ikke investeringer for å styrke Gassled for å kunne håndtere Knarr gass.

Gassvolumene som eksporteres til Storbritannia er små. Tariffen som betales til eierne av britisk infrastruktur er totalt i overkant av 200 millioner kroner, dette representerer under 1 % av total verdi av olje og gass i Knarrfeltet.

2. Kritikk av høringsprosessen. Arbeidstakersiden er utelatt fra høringen.

Vurdering: BG bekrefter at KU hverken er sendt til arbeidsgiver eller arbeidstakersiden. KU dokumentet har imidlertid vært tilgjengelig ved forespørsel.

Olje- og energidepartementets merknad:

Departementet vil sørge for at IndustriEnergi står på høringslisten i fremtiden.

Fiskeridirektoratet

BG Norge har identifisert følgende høringskommentar fra Fiskeridirektoratet:

1. Det er positivt at undervannsinstallasjoner fjernes ved avvikling. Fiskeridirektoratet er ikke tilfreds med at rørledninger planlegges etterlatt på/i havbunnen ved avvikling. Etterlatte rør blir å betegne som avfall og over tid forventer en at de vil kunne skape problemer for fisket som følge av bukling og korrosjon.

Vurdering: BG sin strategi for fjerning av undervannsinstallasjoner er å fjerne alle elementer over havbunnen mens elementer som allerede er gravd ned vil etterlates. BG ser på dette som forsvarlig praksis og på linje med andre utbygginger på norsk sokkel.

BG Norge vil ta kontakt med Fiskeridirektoratet for å diskutere innspillene vedrørende fiskeriinteressene.

Norges Fiskarlag

BG Norge har identifisert følgende høringskommentarer fra Norges Fiskarlag:

1. Norges Fiskarlag viser til side 55 i konsekvensutredningen. Dersom feltet er korrekt inntegnet vil også det ligge i fiskeriintensive områder, og ikke slik dette er omtalt i selve utredningen. Dette er i og for seg en bagatell, da det er konsekvensene av både boring, produksjon og et eventuelt uhell som er viktigst.

Vurdering: BG har kvalitetskontrollert bildet på side 55 i KU og mener at dette er korrekt. Bildet viser satellittsporing av fiskefartøyer i Nordsjøen og Norskehavet i årene 2007 til 2009 og dokumenterer at Knarrfeltet ikke ligger i et fiskeriintensivt område.

2. Konsekvenser et uhellsutslipp kan ha for norsk vårgytende sild, er det ikke tatt hensyn til.

Vurdering: Dette er adressert i miljørisikoanalysen for Knarr. Deler av dette ble også presentert i de godkjente utslippsøknadene forut for boringen av letebrønnene i Knarrlisensen. Dette vil også bli adressert i utslippsøknaden forut for oppstart av produksjonsboring.

3. Norges Fiskarlag forventer at BG Norge AS følger opp tilrådingen gitt fra Fiskeridirektoratet når det gjelder rørledninger og kabler.

Vurdering: BG refererer til svaret gitt til Fiskeridirektoratet.

4. Det er positivt at det er valgt bruk av dynamisk posisjonerte fartøy for legging, slik at hefter etter ankerhåndtering ikke vil forekomme.

Vurdering: Dette er notert.

Norsk Gassforum

BG Norge har identifisert følgende høringskommentar fra Norsk Gassforum:

1. Det er svært betenkelig at riksgassen fra feltet eksporteres direkte til Storbritannia. NGF forventer at Stortinget under behandlingen av saken, gjør en kritisk gjennomgang av grunnlaget for beslutningen om å velge den transportløsning for gassen som nå foreligger. NGF krever at det i konsekvensvurderingen fremgår hvilke vurderinger som er gjort mht valg av transportløsninger for gassen og at det blir nærmere beskrevet hvorfor transport til Kårstø eller Kollsnes er vraket.

Vurdering: Gassco har bekreftet at eksport av Knarrgassen i Gassled ikke er teknisk mulig og anbefaler ikke investeringer for å styrke norsk infrastruktur for å åpne opp for gass fra Knarr. Viser også til svar til Industri og Energi.

Riksantikvaren

BG Norge har identifisert følgende høringskommentar fra Riksantikvaren:

1. Det anbefales at tiltakshaver samkjører eventuelle surveys med kulturminneforvaltningen, slik at man unngår å måtte kjøre doble slike. Før det gjøres tiltak og inngrep på havbunnen skal forholdet til kulturminner klareres. I forbindelse med både generell- og detaljkartlegging av utbygginglokaliteten og eventuelle kabletraseer, bør grunnlagsdata og resultater forelegges kulturminneforvaltningen for avklaring. For områdene utenfor territorialgrensen anbefales

BG Norge AS å ta kontakt med NTNU Vitenskapsmuseet eller Bergens sjøfartsmuseum for videre avklaring.

Vurdering: Trasé for gasseksportørledningen ble inspisert i 2010 med henblikk på store objekter inkludert koraller. Ingen skipsvrak eller andre potensielle kulturminner ble identifisert.

BG bekrefter at en vil ta kontakt med kulturminneforvaltningen dersom senere undersøkelser på Knarrfeltet viser indikasjoner på skipsvrak eller andre kulturminner.

Direktoratet for naturforvaltning

BG Norge har identifisert følgende høringskommentarer fra Direktoratet for naturforvaltning:

1. DN mener at det i en KU burde foreligge en kartlegging av de biologiske ressursene i det området som kan forventes å bli påvirket av den planlagte aktiviteten, for å belyse mulige konsekvenser av aktiviteten på eventuelle sårbare organismer. Det blir sagt i KU at det ikke er påvist koraller eller andre sårbare organismer i det aktuelle området, men det er ikke vist til noen kartlegging av området som dokumenterer dette.

Vurdering: En grunnlagsundersøkelse som dekket biologiske ressurser i området over de to planlagte bunnrammene ble utført i mai 2010. Resultatene vil bli tilgjengelig i mai 2011. Nye målinger vil bli utført hvert tredje år for å detektere eventuelle forandringer. Resultatene er tilgjengelig for DN ved forespørsel.

2. Influensområdet for et uhellsutslipp i følge de viste oljedriftsberegningene i KU overlapper med områder med verdifulle biologiske ressurser. Vi registrerer at det er planlagt nye og oppdaterte oljedriftsimuleringer og miljørisikoanalyser i forbindelse med planlagt aktivitet, og antar dette vil dekke aktiviteter knyttet både til produksjonsboringer og videre drift av feltet.

Vurdering: BG bekrefter at nye oljedriftsmodeller vil bli utarbeidet basert på labtester utført hos Sintef i juni 2010. Miljørisikoanalysen for Knarr vil også bli oppdatert basert på de nye oljedriftsmodellene og vil bli presentert i utslippsøknad for produksjonsboring og drift av feltet.

Statens strålevern

BG Norge har identifisert følgende høringskommentarer fra Statens strålevern:

1. Ny strålevernforskrift og ny forskrift som gir forurensningsloven anvendelse på radioaktiv forurensing og radioaktivt avfall vil begge tre i kraft 1. januar 2011. BG Norge AS må vurdere om virksomheten trenger å søke Statens strålevern om tillatelse etter forurensningslovgivningen og godkjenning etter strålevernlovgivningen.

Vurdering: Dette er notert og adressert i prosjektplanen.

2. Utslipp av radioaktive stoffer skal reduseres så langt det er mulig. All stråleeksposering skal holdes så lavt som praktisk mulig, og dosegrensene i strålevernforskriften skal ikke overskrides.

Vurdering: På det nåværende tidspunktet er det ikke identifisert behov for radioaktive stoffer eller instrumenter etter at feltet har kommet i produksjon. Standard verktøy for formasjonsevaluering vil bli brukt i forbindelse med datainnsamling i utbyggingsbrønnene.

Sør Trøndelag fylkeskommune

BG Norge har identifisert følgende høringskommentar fra Sør Trøndelag fylkeskommune:

1. Det er svært betenkelig at rikgassen fra feltet eksporteres direkte til Storbritannia. Fylkesutvalget forlanger at Stortinget under behandlingen av saken gjør en kritisk gjennomgang av grunnlaget for beslutningen om å velge den transportløsning for gassen som nå foreligger. Fylkesutvalget krever at det i konsekvensvurderingen må fremgå hvorfor transport til Kårstø eller Kollsnes er vraket og at plan for utbygging og drift ikke kan bli godkjent før dette er nærmere redegjort for.

Vurdering: Gassco har bekreftet at eksport av Knarr gass gjennom Gassled ikke er teknisk mulig og anbefaler ikke investeringer for å styrke norsk infrastruktur for å åpne opp for gass fra Knarr. Viser også til svar til Industri og Energi.

Havforskningsinstituttet

BG Norge har identifisert følgende høringskommentar fra Havforskningsinstituttet:

1. Nedetid på vanninjeksjonssystemet er estimert til under 12% av driftstiden. Denne grensen for nedetid synes høy og Havforskningsinstituttet etterlyser en nærmere begrunnelse.

Vurdering: 12% nedetid på vanninjeksjonsanlegget var et foreløpig estimat. Vi har nå maksimum 5% nedetid på vanninjeksjonsanlegget som et funksjonskrav til FPSO'en.

Klima- og forurensningsdirektoratet

BG Norge har identifisert følgende høringskommentar fra Klif:

1. Sammendrag: Klif anser utredningen for å være lite spesifikk når det gjelder beskrivelse av utbyggingsløsninger og vurderinger av BAT i forhold til utslipp til luft og sjø fra bore- og produksjonsinnretningen. Dette gjelder særlig valg av FPSO-løsning, energianlegg og NO_x-reducerende teknikker, VOC-gjenvinning, injeksjonsløsning og rensing av produsert vann. Vi forutsetter at operatøren velger utbyggingsløsninger som ikke begrenser mulighetene for en best mulig miljø- og energioptimal utbygging og drift over feltets levetid.

Vurdering: Viser til møte med KLIF 28.januar 2011 hvor alle KLIFs høringskommentarer til Jordbær PUD ble adressert. BG bekreftet at tekniske løsninger vil være basert på BAT. Oppfølgingsmøte ble avtalt i mai etter at leverandører for kritiske komponenter som gassturbiner har blitt valgt.

Tekniske løsninger som etter BGs forståelse representerer BAT er følgende:

- Lukket fakkelsystem
- Gjenvinning av VOC damp fra lagertank
- Lav NO_x gassturbiner
- Bruk av varmegjenvinning
- Rensing av produsert vann ved bruk av flotasjonsenhet
- Passiv oppankring av FPSO
- Injeksjon av produsert vann
- Legge til rette for mulig senere elektrifisering

Den valgte utbyggingsløsningen var ikke dårligere fra et miljømessig synspunkt enn de andre utbyggingsløsningene vurdert i konseptvalgsfasen.

BG vil presentere BAT vurderinger i kommende utslippsøknader relatert til produksjonsboring og drift av feltet.

2. Utbyggingsløsning – kraftforsyning: Klif legger til grunn at BG Norge ved valg av FPSO-løsning ikke legger begrensninger i forhold til å muliggjøre kraftforsyning fra land, bruk av vindmøller og/eller kraftsamkjøring med nærliggende felt. Vi ber om at BG Norge i den videre prosjekteringsfasen holder Klif orientert om arbeidet med valg av FPSO og kraftforsyningsløsning før beslutning tas, da en type-løsning muliggjør kraft fra land og kraftsamkjøring. Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven må redegjøre for kraft- og varmebehovet til Knarrfeltet.

Vurdering: Som diskutert i møte 28. januar, bekrefter BG at FPSO'en vil være forberedt for implementering av kraft fra land på et senere tidspunkt. Dette vil være spesielt interessant fra et prosjektøkonomisk perspektiv dersom samkjøring med andre felt i nærheten er mulig. BG ser ikke tekniske problemer med å implementere strøm fra land på Knarr selv om FPSO'en har en tradisjonell form.

3. Utslipp til luft: NO_x-utslipp: Dersom lav-NO_x-turbiner ikke teknisk kan anvendes, forutsetter Klif at BG Norge installerer renseløsning for å oppnå et utslippsnivå tilsvarende bruk av lav-NO_x-turbiner. Vi ber om at BG Norge i den videre prosjekteringsfasen har dialog med Klif om vurderinger av turbin- og NO_x-reduserende løsninger før beslutning tas og bindende kontrakter inngås.

Klif legger til grunn at BG Norge etablerer et måle- og beregningsprogram for NO_x. Programmet skal være basert på PEMS (system for kontinuerlig beregning av NO_x-utslipp) eller annen metode som gir tilfredsstillende nøyaktighet

Klif legger for øvrig til grunn at BG Norge sikrer høy energitnyttelse og reduserte utslipp til luft under boring og drift av Knarrfeltet. Klif forventer at boreriggen som anvendes på Knarrfeltet har installert dieselmotorer med høy virkningsgrad og lave NO_x-utslipp, dvs. lav-NO_x-motorer og andre NO_x-reduserende tiltak.

VOC-utslipp (metan og nmVOC): Konsekvensutredningen inneholder ingen beskrivelse av gjenvinningssystemet for lagring og er lite spesifikk i forhold systemet for lasting.

CO₂-deponering: BG Norge ble i vår uttalelse til program for konsekvensutredning bedt om å redegjøre for reservoarets egnethet for CO₂-deponering. Klif ber om en vurdering av dette i den videre prosjekteringsfasen.

Vurdering: Som diskutert i møte 28. januar, bekrefter BG at lav NO_x turbiner vil bli installert på Knarr FPSO. Uavhengige studier bekrefter at lav NO_x teknologi kan anvendes for Knarr reservoarfluid.

Oppfølgingsmøte med KLIF vil bli arrangert når leverandør av gassturbiner er valgt.

BG bekrefter at et PEMS-basert system for rapportering av NO_x utslipp vil bli etablert.

Transocean Searcher vil bore brønnene på Knarr i løpet av en 12 måneders kampanje. BG vil jobbe med riggeier for å redusere utslipp til luft under Knarr borekampanje. Modifikasjoner på riggens kraftgenereringssystem er ikke realistisk å få gjennomført i forbindelse med Knarr borekampanje.

Som diskutert i møte 28. januar, bekrefter BG at VOC-gjenvinning vil bli implementert.

På grunn av høyt initielt reservoartrykk er reservoaret ikke egnet for CO₂ lagring.

4. Utslipp til sjø: Produsert vann: BG Norge har lagt opp til reinjeksjon av produsert vann for å opprettholde reservoartrykket og bidra til økt oljeutvinning. Klif savner en beskrivelse av reserveløsninger og overvåking i tilfelle injeksjonsproblemer. Vurdering av mulighetene for minimering av vannproduksjon er heller ikke synliggjort i utredningen.

Nedetid på vanninjeksjonssystemet er estimert til under 12 % av driftstiden. Klif forventer at det for en ny utbygging oppnås en regularitet på 95 %, og ber om bakgrunnen for BG Norges regularitetsberegninger.

Vurdering: Som diskutert i møte 28. januar, bekrefter BG at produsert vann vil bli renset ved hjelp av flotasjonsenhet (BG vurderer dette til å være BAT) og deretter injisert i reservoaret for å vedlikeholde reservoartrykket. I tilfelle problemer med vanninjeksjonsanlegget vil vannet bli sluppet til sjø. Dette vannet vil være renset og tilfredsstillende myndighete-

nes krav til konsentrasjon av olje i det produserte vannet. BG er på det nåværende tidspunkt ikke i stand til å oppgi en eksakt konsentrasjon før tester med Knarr formasjonsvann og det valgte utstyret er utført.

Uavhengige tilgjengelighetsstudier viser at vanninjeksjonsanlegget vil ha en maksimum nedetid på 5%. Dette er reflektert i kravspesifikasjonen til FPSO'en.

Sogn og Fjordane Fylkeskommune

1. Det er positivt at det vert lagt til rette for framtidig elektrifisering, og vi ber om at ei Sogn og Fjordane-løysing, det vere seg med on- eller offshore kraftproduksjon, i tilfelle får høg utgreiingsprioritet.

Vurdering: FPSO'en vil være forberedt for implementering av kraft fra land på et senere tidspunkt. Dette vil være spesielt interessant fra et prosjektøkonomisk perspektiv dersom samkjøring med andre felt i nærheten er mulig.

2. Knarrfeltet er i utgangspunktet ikkje veldig stort. BG Norge viser til eit forsiktig reservanslag på 70 millionar fat oljeekvivalentar (o.e.), og at det tilsvarende talet for til dømes Goliat er 240 millionar. Vi viser her til at Knarr-planane er lanserte i ein svært tidleg utforskningsfase. Både lisensoperatør og –partnarar har sjølve peika på fleire aktuelle prospekt som med funn kan gje stor auke i ressursgrunnlaget. I PetroNews nr 6 2010 står det mellom anna at ved funn i planlagt leitebrønn på Knarr vest, kan dei samla reservane vise seg å vere 41 millionar Sm3 o.e. Det tilsvarer i tilfelle 258 millionar fat, som i så fall vil vere på nivå med Goliat. Vi held difor fast på at Goliat er eit relevant case å samanlikne med, både i forhold til reservevolum og i forhold til aktualitet.

Vurdering: BG vil gjøre oppmerksom på at Knarr-reservene er på 17 mill Sm3 o.e. dersom vi har funn i Knarr vest. Dette er betydelig mindre enn Goliat med ca 28 mill Sm3.

3. Geografi og funksjonsdeling
 - Florø må vere forsyningsbase for utbygging og drift av feltet.
 - Florø må vere helikopterbase for utbygging og drift av feltet.
 - Det må opprettast eit base- og driftskontor i Florø (ref. figur 2.3 i lokaliserings-

studien) med minimum 14 tilsette frå BG Norge og FPSO-leverandør (i sum). Denne organisasjonseininga må på plass uavhengig av kven som vert FPSO-leverandør.

- Funksjonen «Rotasjon selskapsrep» (ref. figur 2.3) må vere fortløpande representert i Florø, m.a. for å sikre at offshoreorganisasjonen har god kunnskap om vare- og tenestetilbodet i fylket.
- BG Norge/FPSO-leverandør må sørje for at planlagt operasjonstreningssenter vert drifta i fylket.

Vurdering: BG bekrefter at forsyningsbase, helikopterbase og driftskontor for Knarr vil bli lokalisert i Florø, som beskrevet i lokaliseringsstudien.

BG bekrefter at base- og driftskontoret i Florø vil ha en bemanning på 10-15 årsverk.

BG bekrefter at det planlegges at «offshore selskapsrepresentanter» også skal tilbringe noe tid på driftskontoret i Florø. BG kan imidlertid ikke bekrefte at denne stillingen fortløpende vil være representert i Florø.

BG vurderer sammen med FPSO-kontraktøren å legge et operasjonstreningssenter til Florø. Endelig beslutning vil bli tatt etter at anbudsprosess er gjennomført.

4. Innhald i lokale funksjonar

- Dei funksjonar som inngår i base- og driftskontor Florø må få ansvar for oppfølging i høve respektive kontraktar og må på sine område vere å forstå som selskapets representant(ar), slik at Florø i endå større grad vert ei relevant adresse for leverandørindustrien.
- Dei funksjonar som inngår i base- og driftskontor Florø må få ansvar som omfattar planlegging og styring av respektive arbeidsområde.
- I forhold til ringverknader er innkjøp/anskaffelse eit viktig element i base- og driftskontor Florø. Funksjonen bør (i alle fall på nokre område) inkludere kontraktsinngåing.

Vurdering: Som beskrevet i lokaliseringsstudien, vil base- og driftskontoret i Florø ha ansvar for planlegging og styring av selve produksjonsvirksomheten ute på FPSO'en. Dette omfattar ansvar for vedlikehold og modifikasjoner, anskaffelser og logistikk.

Personene i Florø vil rapportere til feltledelsen som sitter i Stavanger. Beslutninger vil bli tatt i henhold til selskapets etablerte forretningsprosesser og

styringssystemer. Beslutninger om betydelige anskaffelser vil bli tatt ved selskapets hovedkontor Stavanger.

5. Leverandørpolitikk

- Kontraktstrategien må tilpassast leverandørar i fylket og BG Norge/FPSO-leverandør må sørgje for at leverandørar som vinn sentrale kontraktar innan vedlikehald og modifikasjon er til stades i fylket.
- Det bør lysast ut eigen vedlikehaldskontrakt for Knarr FPSO.
- For å bidra til tidleg inngrep for leverandørindustrien i fylket bør kommisjonsteamet for Knarrfeltet riggast opp i Florø.
- BG Norge/FPSO-leverandør må vere aktive i forhold til å gje aktuell og relevant informasjon til leverandørar i fylket. Vi viser til etablerte leverandørnettverk som eigna kanal.

Vurdering: BG støtter Sogn og Fjordanes ønske om et sterkt leverandør-nettverk i regionen og ser det som en stor fordel å kunne bruke kompetente leverandører i regionen på Knarr.

Vedlikeholdskontrakten for Knarr FPSO vil styrt av FPSO-kontraktøren og vil meste sannsynlig være en rammeavtale som dekker flere installasjoner. BG vil oppfordre FPSO-leverandøren til å bruke lokale ressurser. BG og FPSO-leverandøren vil ha jevnlig kontakt med regionens leverandører og bruke etablerte leverandørnettverk.

BG bekrefter at deler av kommisjonsteamet vil sitte i Florø.

Det presiseres at BGs innkjøpsaktiviteter på Knarr vil bli styrt i henhold til norsk lovverk, lisensens samarbeidsavtale og BGs forretningsprinsipper.

6. Rekruttering

- BG Norge og FPSO-leverandør uttrykker ambisjonar om at ein høg prosent

av offshoremannskapet skal vere heimhøyrande i regionen. Dette samsvarer med våre mål. Selskapa bør difor vere aktive i forhold til informasjon og rekruttering og gjerne samarbeide tett med innarbeidde strukturar som Framtidsfylket med omsyn til informasjonsspreiing, rekrutteringsmesser, etc.

- Vi ønskjer at BG Norge og FPSO-leverandør ut frå same målsetting seriøst ser på lærling- og traineeordningar, og vi vil i den samanheng oppmode om å samarbeide med opplæringskontor og relevante utdanningsinstitusjonar i fylket.

Vurdering: BG bekrefter at selskapet vil samarbeide med de lokale og regionale næringsorganisasjonene i Sogn og Fjordane, og bruke kompetanse og systemer for å identifisere kandidater til Knarr driftsorganisasjon. Framtidsfylkets database vil trolig være viktig i dette arbeidet.

BG vil be FPSO-leverandør om å vurdere samarbeid med lokale utdanningsinstitusjoner med henblikk på trainee- og lærlingeordninger.

7. Regional utvikling

- Vi ønskjer at BG Norge, eventuelt i samarbeid med FPSO-leverandør, vil delta i maritim industriinkubator i Florø.
- Vi ønskjer at BG Norge, gjerne i samarbeid med FPSO-leverandør, er positive til å bidra til utvikling av ny petroleumskompetanse i regionen.

Vurdering: BG ønsker at Sogn og Fjordane regionen skal videreutvikles for å kunne tilby flere tjenester til oljeindustrien. Ved å etablere Knarr driftskontor i Florø kan BG bidra til en betydelig videreutvikling av Sogn og Fjordanes petroleumskompetanse.

Deltakelse i spesifikke prosjekter, som Maritim Industriinkubator vil bli løpende vurdert på forretningsmessig grunnlag.