

Prop. 53 S

(2011–2012)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

Utbygging og drift av Åsgard undervannskompresjon

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet 16. desember 2011,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Stoltenberg II)*

1 Innledning og sammendrag

Plan for utbygging og drift (PUD) for Åsgard undervannskompresjon er fremmet av operatøren Statoil på vegne av rettighetshaverne i feltene Åsgard og Mikkell. Rettighetshaverne i Åsgardfeltet er Statoil (34,57 %), Petoro AS¹ (35,69 %), Eni Norge (14,82 %), Total E&P Norge (7,68 %), ExxonMobil E&P Norway (7,24 %). Rettighetshaverne i Mikkelfeltet er Statoil (43,97 %), ExxonMobil E&P Norway (33,48 %), Eni Norge (14,90 %), Total E&P Norge (7,65 %).

Petroleumsindustrien har gjennom flere år arbeidet med å flytte prosesseringsutstyr ned på havbunnen. Dette reduserer kostnader og øker utvinningen. Havbunnsbasert prosessering og gasskompresjon representerer neste generasjons olje- og gassutbygging. Åsgard undervannskompresjon er et teknologisprang i denne retningen. Teknologien vil også kunne nyttiggjøres i andre utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel.

Feltene Åsgard og Mikkell ligger på Haltenbanken i Norskehavet om lag 200 kilometer fra kysten av Trøndelag. PUD for Åsgardfeltet ble godkjent i 1996, og gassproduksjonen startet i 2000. Utbyggingen av Mikkelfeltet ble godkjent i

2001 og produksjonen startet i 2003. Vanndeepet i området er fra 240 til 310 meter.

Åsgard undervannskompresjon innebærer at en kompressor plasseres på havbunnen for å øke utvinningen av gass og kondensat fra feltene Åsgard og Mikkell. Utbyggingen omfatter ikke nye reservoarer og det er heller ikke behov for nye brønner. Økt produksjon bidrar også til å forlenge levetiden på innretningene Åsgard A og B og legger dermed til rette for å realisere andre ressurser i området.

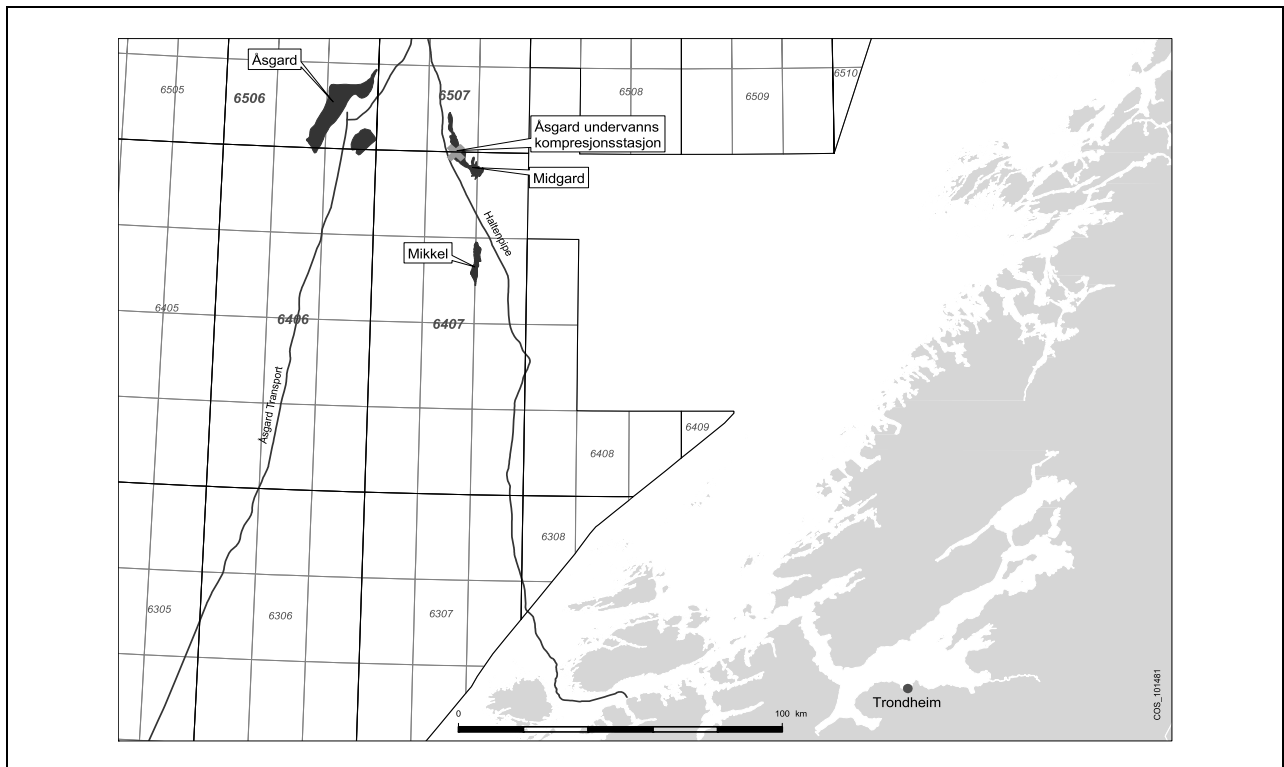
Produksjonsstart for kompresjonsanlegget er planlagt til 1. kvartal 2015. Operatørens anslag for utvinnbare reserver er om lag 29 mrd. Sm³ gass, 6,4 mill. tonn NGL og 3,5 mill. Sm³ kondensat. Samlet tilsvarer dette om lag 280 mill. fat oljeequivalenter (o.e.).

Investeringene knyttet til Åsgard undervannskompresjon er av operatøren anslått til 13,1 mrd. 2011-kroner. Beregnet nåverdi før skatt er på 25,7 mrd. 2011-kroner². Balanseprisen for prosjektet er på 38 USD per fat olje/85 øre per Sm³ gass ved 7 pst. diskonteringsrente (reelt).

Riksgassen fra Mikkell og Åsgard vil som i dag bli prosessert på Åsgard B, og deretter transpor-

¹ Petoro AS er rettighetshaver for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

² Operatøren har lagt til grunn en oljepris på 80 USD/fat, en valutakurs på 6 NOK/USD, en gasspris på 1,80 kroner per Sm³ og diskonteringsrente på 7 prosent (reelt).



Figur 1.1 Åsgård undervannskompresjons plassering i Norskehavet.

Kilde: Statoil.

tert til markedet gjennom Åsgård transportsystem.

Det er gjennomført en konsekvensutredning for Åsgård undervannskompresjon. Konsekvensutredningen har ikke avdekket forhold som tilsier at prosjektet ikke bør gjennomføres eller at det bør iverksettes avbøtende tiltak utover dem som ligger til grunn i utbyggingsplanen.

Kraft fra land til Åsgård undervannskompresjon er vurdert, men høye tiltakskostnader tilsier at tiltaket ikke bør gjennomføres.

Plan for utbygging og drift av Åsgård undervannskompresjon er forelagt Oljedirektoratet (OD) for vurdering. OD mener prosjektet bidrar til god ressursutnyttelse og vurderer prosjektet som samfunnsøkonomisk lønnsomt. OD anbefaler at utbyggingsplanen godkjennes.

Planen er også forelagt Arbeidsdepartementet (AD) som har forelagt planen for Petroleumstilsynet (Ptil). Ptil ser ikke behov for at det stilles særskilte vilkår til plan for utbygging og drift av Åsgård undervannskompresjon og anbefaler at utbyggingsplanen godkjennes. AD legger Ptils vurderinger til grunn og har ingen merknader utover dette.

Basert på operatørens og ODs beregninger fremstår utbyggingen av Åsgård undervannskom-

presjon som et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt som kan gjennomføres innenfor akseptable rammer med hensyn til sikkerhet, arbeidsmiljø, det ytre miljø og fiskeriinteresser.

1.1 Budsjettmessige konsekvenser for SDØE

Utbyggingen av Åsgård undervannskompresjon vil på bakgrunn av informasjon gitt av operatøren medføre om lag 434 mill. kroner i investeringer, om lag 4,34 mill. kroner i driftskostnader og om lag 6,8 mill. kroner i kalkulatoriske renter for SDØE inneværende år. Det er dekning for disse kostnadene i gjeldende budsjett, jf. Prop. 120 S (2010-2011) og Innst. 420 S (2010-2011) henholdsvis kap. 2440 post 30 og kap. 5440 post 24.5.

2 Hovedtrekk i plan for utbygging og drift av Åsgård undervannskompresjon

2.1 Innledning

Statoil søkte 16. august 2011, på vegne av rettighetshaverne i Åsgardfeltet og Mikkelfeltet, Olje-

Boks 1.1 Navnet Åsgard

Åsgardfeltet er oppkalt etter Åsgard – æsenes (gudenes) verden – i Norrøn mytologi. Mytologiens Åsgard lå midt i Midgard, menneskenes verden, for at menneskene ikke skulle kjenne seg alene og forlatt. Åsgard er en veldig gudebolig, beskyttet av kraftige murer. Midgard ligger utenfor Åsgard, og utenfor Midgard ligger Utgard og Jotunheim, der jotner og troll bor. Ytterst, rundt det hele lå verdenshavet, som blant annet huset Midgardsormen. Slik ble det orden i det norrøne verdenskaos. For å komme fra Midgard over til Åsgard, måtte en gå eller ri over broen Bifrost, som i dag kalles regnbuen. Bifrost var fast forankret i Åsgard, men pendlet løst rundt i Midgard, slik at den var vanskelig å finne for menneskene. Også på dagens Åsgardfelt ligger Åsgard med den flytende gassplattformen Åsgard B i midten. Midgard ligger utenfor Åsgard, og er som i mytologien koblet sammen med Åsgard, i dag gjennom gassrørledninger – Midgard rørsøyfe.

Kilde: Statoil

og energidepartementet om godkjenning av plan for utbygging og drift av Åsgard undervannskompresjon.

Rettighetshaverne i Åsgardfeltet er Statoil (34,57 %), Petoro AS³ (35,69 %), Eni Norge (14,82 %), Total E&P Norge (7,68 %), ExxonMobil E&P Norway (7,24 %). Rettighetshaverne i Mikkelfeltet er Statoil (43,97 %), ExxonMobil E&P Norway (33,48 %), Eni Norge (14,90 %), Total E&P Norge (7,65 %).

Åsgard ligger på Haltenbanken i Norskehavet, om lag 200 km fra kysten av Trøndelag. PUD for Åsgardfeltet ble godkjent i 1996, og gassproduksjonen startet i 2000. Åsgard består av forekomstene Midgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. I tillegg er gassfeltene Mikkel og Yttergryta knyttet opp mot infrastrukturen på Åsgard. Vanndypet i området er fra 240 til 310 meter.

Operatørens anslag for tilleggsreserver fra Midgard og Mikkel er om lag 29 mrd. Sm³ gass, 6,4 mill. tonn NGL og 3,5 mill Sm³ kondensat. Samlet tilsvarer dette om lag 280 mill. fat oljeeekvivalenter (o.e.). Produksjonsstart er planlagt 1. kvartal 2015.

2.2 Utbyggingsløsning og produksjon

Petroleumsindustrien har gjennom flere år arbeidet med å flytte prosesseringsutstyr ned på havbunnen. Dette reduserer kostnader og øker utvinningen. Havbunnsbasert prosessering og gasskompresjon representerer neste generasjons olje- og gassutbygging.

Åsgard undervannskompresjon tar utgangspunkt i å utvikle og anvende en gasskompressor plassert på havbunnen. Dette er avansert, roterende maskineri som hittil kun har vært brukt på plattformer offshore og på landanlegg. Prosjektet vil være et viktig tilskudd til en framtidig teknologi som vil kunne realisere et komplett prosesseringsanlegg under vann.

Dette er teknologi som også vil kunne nyttiggjøres på andre felt på den norske kontinentalsokkelen.

Kompresjon på havbunnen forbedrer energieffektiviteten og gir lavere energiforbruk og kostnader sammenliknet med å utføre kompresjon på en plattform eller på land. Jo nærmere brønnen kompresjon utføres, desto høyere blir effektiviteten og produksjonsratene.

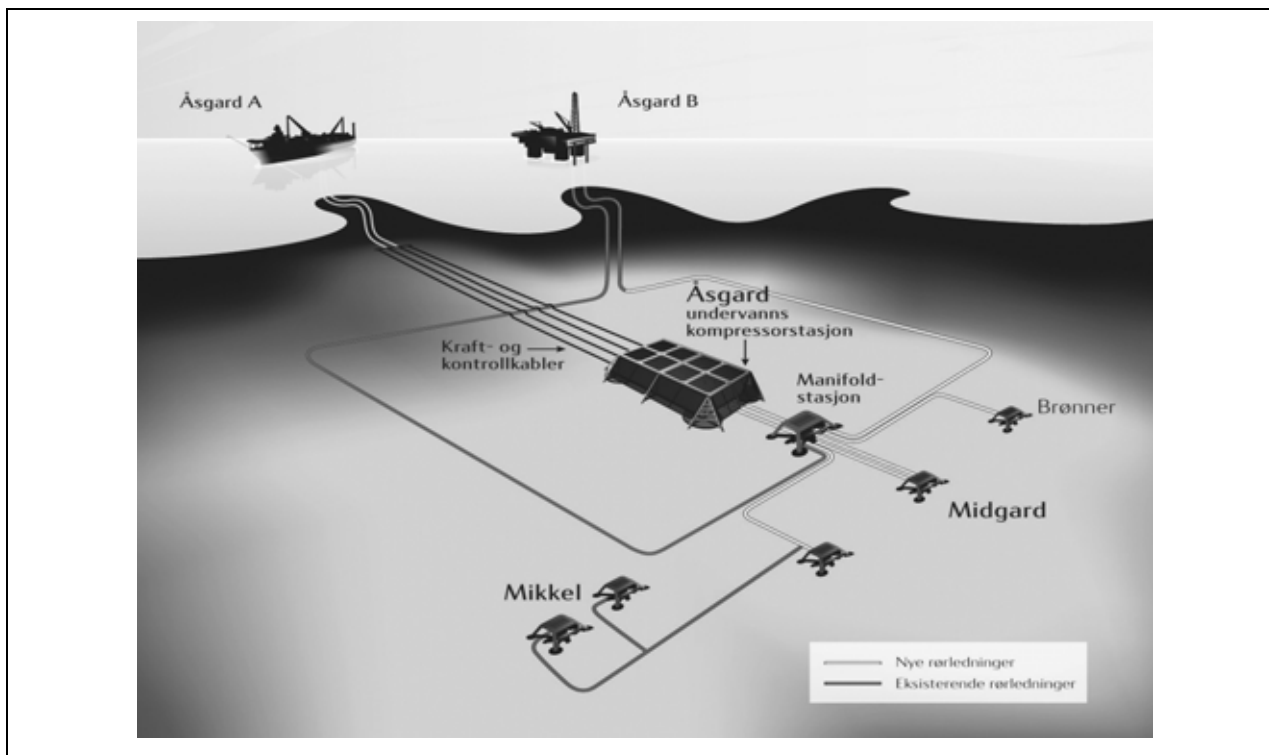
Installasjon av undervannskompresjon på Midgard vil sørge for en fortsatt høy gasstrøm og lang levetid på innretningene Åsgard A og Åsgard B. Operatørens anslag for økte utvinningsreserver som følge av installasjon av havbunnskompressoren er om lag 29 mrd. Sm³ gass, 6,4 mill. tonn NGL og 3,5 mill Sm³ kondensat. Samlet tilsvarer dette om lag 280 mill. fat oljeeekvivalenter (o.e.). Økonomisk levetid for Åsgard undervannskompresjon er anslått til 2030.

Undervannskompresjonen fører til at den samlede utvinningsgraden på Midgardforekomsten stiger fra 67 pst til 87 pst (målt i oljeeekvivalenter), mens den samlede utvinningsgraden på Mikkelfeltet stiger fra 52 pst til 67 pst (målt i oljeeekvivalenter).

Undervannskompresjon kobles opp mellom eksisterende havbunnsrammer på Midgard og Åsgard B, ved en kombinasjon av eksisterende produksjonsrørledning og et nytt direkterør til Åsgard B. Den skal komprimere gass fra alle produserende brønner på Midgard og Mikkel, og gassen vil prosesseres som i dag på Åsgard B. Undervannskompresjonen vil motta elektrisk kraft og kontrollsignaler fra Åsgard A, men vil styres fra kontrollrommet på Åsgard B via fiberkabel til Åsgard A.

Opprinnelig utvinningsstrategi for Midgard og Mikkel, basert på trykkavlastning av reservoarene, kombineres nå med gasskompresjon.

³ Petoro AS er rettighetshaver for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).



Figur 2.1 Åsgård undervannskompresjon.

Kilde: Statoil.

Åsgård undervannskompresjon vil sikre langsiktig produksjon og høy utvinningsgrad i både Midgardforekomsten og Mikkelfeltet.

Utbyggingen omfatter ikke nye reservoarer. Det er ikke behov for nye brønner.

Figur 2.1 viser hvordan Åsgård undervannskompresjonsstasjonen kobles til eksisterende havbunnsrammer på Midgard og eksisterende produksjonsrørledning til Åsgard B, i tillegg installeres ny rørledning direkte til Åsgard B.

2.3 Investeringer og lønnsomhet

Operatøren forventer at de samlede investeringene på Åsgård undervannskompresjon vil bli om lag 13,1 mrd. 2011-kroner. De største investeringene er knyttet til teknologiutvikling, samt bygging og installering av kompresjonsstasjonen.

Beregnet nåverdi før skatt er på 25,7 mrd. 2011-kroner⁴. Balanseprisen for prosjektet er på 38 USD per fat olje/85 øre per Sm³ gass ved 7 pst. diskonteringsrente (reelt).

Figur 2.2 viser at prosjektet har god prosjektkonomi. De største usikkerhetene er knyttet til fall i produktpriser, dvs. olje- og gasspriser. Mens

prosjektet er forholdsvis robust i forhold til endringer i investeringsanslagene, anslagene for driftskostnadene og kostnader forbundet med forsinkelser i prosjektgjennomføringen.

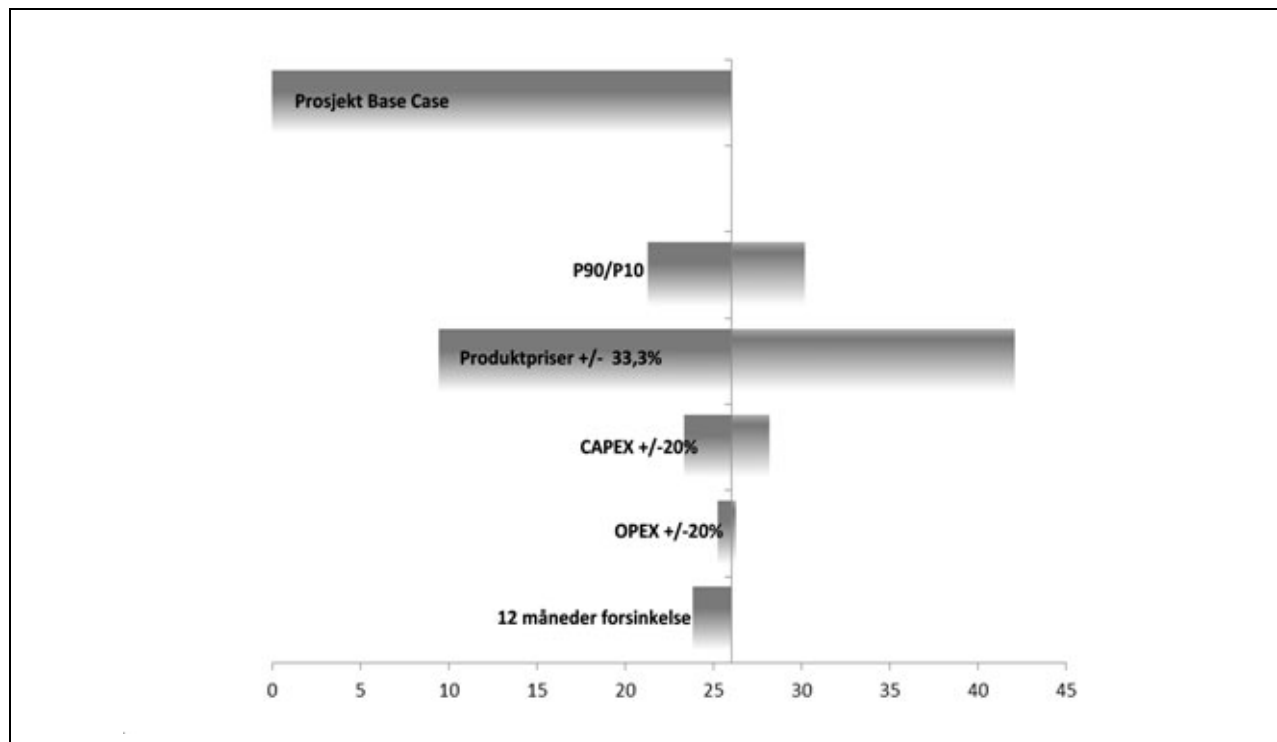
2.4 Kraftforsyning

Kraftbehovet for Åsgård undervannskompresjon dekkes fra eksisterende anlegg på Åsgard A og B.

Nødvendig elektrisk kraft genereres innenfor eksisterende kraftgenereringskapasitet på Åsgard A fra oppstart i 2015 og fram til årsskiftet 2025 når Åsgard A planlegges å forlate feltet. Kraftbehovet for Åsgård undervannskompresjon er gjennomsnittlig om lag 25 MW.

Direkte elektrifisering av undervannskompresjonen med kraft fra land er ikke teknisk mulig. Operatøren har vurdert flere ulike løsninger for å forsyne Åsgård undervannskompresjon med kraft fra land. Dette ville innebære kraftoverføring via Åsgard A som er et produksjonsskip som dreier rundt en oppankret dreieskive med sviveloverføringer, og Åsgard B som er en flytende innretning. Teknisk er det ikke mulig med kraft fra land til Åsgard A, siden tilgjengelig svivelteknologi ikke tillater overføring av så store kraftmengder med en likestrømskabel fra land. I tillegg er det behov for dynamiske stigekabler for likestrøm som ikke

⁴ Operatøren har lagt til grunn en oljepris på 80 USD/fat, en valutakurs på 6 NOK/USD, en gasspris på 1,80 kroner per Sm³ og en diskonteringsrente på 7 prosent (reelt).



Figur 2.2 Prosjektets robusthet.

Kilde: Statoil.

er tilgjengelig kvalifisert teknologi. Åsgard B vil også ha behov for dynamiske stigekabler, i tillegg har ikke innretningen den nødvendige vektkapasiteten til å bære det nødvendige og tunge elektriske utstyret.

I tillegg er det foretatt vurderinger i Haltenbankområdet som innebærer kraft fra land til flere andre felt inkludert Heidrun og Kristin. Den mest realistiske løsningen er å etablere en ny innretning som vil forsyne flere felt i Haltenbankområdet. Investeringskostnadene for en ny innretning med kraft fra land til lokal fordeling på Haltenbanken er beregnet til om lag 11 mrd. kroner, og tiltakskostnadene er estimert til 3 957 kroner per tonn CO₂. Estimater er basert på utslippsreduksjoner på Heidrun, Kristin, Åsgard B og Åsgard undervannskompresjon. Som følge av store investeringer og høye tiltakskostnader mener operatøren at kraft fra land til Åsgard undervannskompresjon ikke er økonomisk gjennomførbart.

2.5 Områdevurderinger

Samlet sett er Åsgard blant de største utbyggingene på norsk kontinentalsokkel med sine 56 produksjons- og injeksjonsbrønner fordelt på 17 rammer på havbunnen. I tillegg ble ramme nr. 18 nylig installert på Åsgard (Smørbukk Nordøst) med for-

ventet oppstart årsskiftet 2011/2012. En produksjonsbrønn er tilknyttet den nye rammen. Åsgard undervannskompresjon er med på å forlenge levetiden til Åsgardinnretningene. Dette kan bidra til å realisere andre ressurser i området.

2.6 Disponering av innretningene

Nedstengning og disponering av innretningene og brønnene vil bli utført i henhold til gjeldende regelverk på det aktuelle tidspunktet. Ved nedstengning er det forutsatt at rørledningene ikke fjernes, men sikres og etterlates på feltet. Nedgravde rørledninger forutsettes etterlatt på stedet, mens de avkuttete endene fjernes eller blir dekket av grus. Fjerningskostnadene for Åsgard undervannskompresjon er anslått til 684 mill. 2011-kroner.

3 Konsekvensutredning

3.1 Innledning

Konsekvensutredning for Åsgard undervannskompresjon ble sendt på offentlig høring 28. mars 2011. 14 høringsinstanser har uttalt seg om utredningen.

Konsekvensutredningen skal klargjøre virkninger ved utbygging og drift av prosjektet som kan ha vesentlige konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn.

Det er ikke ventet at utbyggingen vil ha negative konsekvenser av betydning for miljø, naturressurser og samfunn. Et sammendrag av høringsuttalelsene og operatørens kommentarer til disse er gjengitt i vedlegg 1.

3.2 Utslipp til luft

I anleggs- og installasjonsfasen vil det forekomme utslipp til luft i forbindelse med marine operasjoner og transportvirksomhet. Totale utslipp i forbindelse med marine operasjoner er foreløpig estimert til om lag 60 000 tonn CO₂, 1 312 tonn NO_x og 94 tonn nmVOC. Totale utslipp i forbindelse med transportvirksomhet under installasjonsfasen er foreløpig estimert til om lag 14 000 tonn CO₂, 306 tonn NO_x og 22 tonn nmVOC.

I driftsfasen vil ordinære utslipp til luft i hovedsak stamme fra fakling og kraftgenerering. Utslippene vil skje på Åsgard A fra oppstart i 2015, og fra Åsgard B fra 2025 når Åsgard A planlegges å forlate feltet. Det vil også forekomme utslipp fra arbeid og transport med intervensjonsfartøy i forbindelse med planlagt utskifting og vedlikehold av prosessmodulene i anlegget. Drift av kompresjonsanlegget forventes å ville medføre årlige gjennomsnittlige utslipp til luft av 110 000 tonn CO₂, 201 tonn NO_x og 13 tonn nmVOC.

Utslipp i forbindelse med produksjon vil være omfattet av kvotesystemet for klimagasser og det vil betales CO₂-avgift og NO_x-avgift som for andre utslipp fra petroleumssektoren.

De forventede utslippene fra økt kraftgenerering og forlenget levetid på Åsgard A vil gi økte utslipp til luft, men økningen vurderes ikke å ville gi økt forurensningsbelastning av betydning. Økningen i utslipp til luft vurderes å ha ubetydelige miljøkonsekvenser.

3.3 Utslipp til sjø

I installasjonsfasen vil det forekomme utslipp i forbindelse med klargjøring av rørledninger. Rørledningene vil bli vannfylt, og i forbindelse med oppkobling og klargjøring for drift vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre korrosjon og alge- og bakterievekst, samt utslipp av fargestoff som benyttes ved trykktesting og søk av lekkasjer. Utslipp til sjø vurderes å ha marginale miljøkonsekvenser lokalt ved utslipplokasjonen.

Produsert vann vil håndteres i eksisterende vannbehandlingsanlegg på Åsgard B før utslipp. Kompresjonsanlegget på havbunnen vil ikke medføre operasjonelle utslipp. Alle ventilsystemer på kompresjonsstasjonen er elektrisk operert, uten bruk av hydraulikksystemer. Under utskifting av prosessmoduler vil det kunne forekomme små utslipp av MEG (monoetylenglykol).

Årlig mengde og sammensetning av produsert vann fra Midgard og Mikkel forventes ikke å bli endret av betydning som følge av gasskompresjonen, og vil ikke endre kjemikaliebruket på Åsgard B. Drift av kompresjonsanlegget vurderes derfor ikke å ville medføre vesentlige negative miljømessige konsekvenser.

3.4 Arealbeslag

Det er ingen kjente verneverdige habitater eller arter i området som vil bli berørt av utbyggingen. Det er heller ikke påvist kulturminner eller skips- eller flyvrak i området som berøres av installasjonene på havbunnen. Dersom det ved framtidige aktiviteter påvises kulturminner vil avbøtende tiltak og videre håndtering avklares gjennom tett dialog med aktuelle myndigheter.

Det havbunnsbaserte kompresjonsanlegget vil utformes slik at det er overtrålbart. Det samme gjelder rørledninger og andre innretninger på bunnen i tilknytning til utbyggingen. Satelittsporing av fiskefartøy viser at det for tiden er lite fiskeriaktivitet i området og utbyggingen antas derfor ikke å medføre ulemper av betydning for fiskeriene. Det vil bli vurdert å etablere en sikkerhetsone rundt kompresjonsanlegget for å hindre oppankring i nærheten av installasjonene. Drift av anlegget vil ikke medføre konsekvenser for akvakulturanlegg langs kysten.

Det er registrert forekomster av korallrev i området. Installasjon av anlegg og rørledninger vil ikke medføre skade på disse korallforekomstene. Traseføringer og ankerlokasjoner for fartøy vil bli utført slik at korallforekomster ikke berøres.

3.5 Konsekvenser for samfunnet

De norske andelene av investeringskostnadene er av operatøren anslått til om lag 62 pst. De norske andelene av driftskostnadene er anslått til om lag 97 pst., i all hovedsak i form av prosesseringskostnader og transporttjenester for petroleum. Det er anslått at sysselsettingsvirkningene utgjør om lag 9 800 årsverk i Norge under utbyggingen. Sysselsettingen ventes å være størst i leverandørbedriftene, innen forretningsmessig tjenesteyting (pro-

sjekterings- og konsulentstudier) og i ulike transportvirksomheter. Det er videre anslått at sysselsettingsvirkningen i driftsperioden vil utgjøre totalt 440 årsverk per år i Norge. Tallene omfatter konsumvirkninger og direkte og indirekte produksjonseffekter.

4 Myndighetenes vurdering av plan for utbygging og drift

4.1 Arbeidsdepartementets vurdering

Arbeidsdepartementet har oversendt plan for utbygging og drift av Åsgård undervannskompresjon til Petroleumsstilsynet (Ptil) for vurdering av helse, miljø og sikkerhetsforhold.

Ptil har over flere år, bl.a. gjennom møter med operatøren, fulgt utviklingen av de teknologiske løsningene for undervannskompresjonsanlegget. Det ble før myndighetene mottok PUD også etablert en dialog mellom Ptil og Statoil om omfang og innhold i utbyggingsplanen. I vurderingen av utbyggingsplanen har Ptil også bedt om, og fått, skriftlige redegjørelser fra Statoil, for å få avklart spørsmål knyttet til ulike faglige forhold og utfordringer i prosjektet.

Petroleumsstilsynet har ikke identifisert forhold som indikerer at omsøkte løsning ikke kan utvikles i tråd med regelverkets krav.

På denne bakgrunn anbefaler derfor Ptil at PUD for Åsgård undervannskompresjon godkjennes uten særskilte vilkår.

Arbeidsdepartementet deler Petroleumsstilsynets vurdering og har ikke øvrige merknader til utbyggingsplanen.

4.2 Oljedirektoratets vurdering

Olje- og energidepartementet har forelagt plan for utbygging og drift av Åsgård undervannskompresjon for Oljedirektoratet (OD).

OD har i sin behandling av PUD av Åsgård undervannskompresjon fokusert på følgende sentrale forhold:

- Reserveuttaket og utnyttelse av kompresjonsanlegget
- Teknologi og kraftløsning
- Økonomi

Reserveuttaket og utnyttelse av kompresjonsanlegget

OD støtter operatøren i at installasjon av undervannskompressor på havbunnen på Midgardfore-

komsten vil være viktig for en fortsatt høy produksjon fra Mikkell og Midgard. Kompresjonen vil gjøre det mulig å utvinne om lag 29 mrd. Sm³ gass, 6,4 mill tonn NGL og 3,5 mill. Sm³ kondensat. I tillegg vil Åsgård undervannskompresjon muliggjøre lengre levetid på Åsgård B og Åsgård A, noe som kan bidra til å realisere andre ressurser i området.

Fortløpende oppdatering av geologiske modeller, kombinert med reservoarsimuleringer, vil bidra til å kunne forbedre dreneringsstrategien og derved kunne øke utvinningsgraden ytterligere. Dette, sammen med innfasinger av nye gassforekomster via havbunnsinnretningene på Mikkell og Midgard, vil bidra til å forlenge levetiden av og øke utnyttelsesgraden på kompresjonsanlegget.

Teknologi og kraftløsning

Åsgård undervannskompresjon er et pionerprosjekt hvor det har vært lagt ned mye arbeid i teknologikvalifisering. OD støtter operatørens syn på at teknologien vil kunne nyttiggjøres også på andre felt på sokkelen.

Løsningen med å legge en ny rørledning mellom kompresjonsanlegget og Åsgård B vurderes som positivt. Det blir kortere kompresjonsavstand og dermed økt effekt mht utvinning. Åsgård undervannskompresjon vil gi operatøren verdifull erfaring knyttet til driften av denne type utstyr samt behov for vedlikehold eller utskiftninger. Slike forhold vil også ha innvirkning på driftskostnadene og være av betydning ved valg av denne type teknologi i framtiden.

OD har vurdert de løsninger operatøren har undersøkt mht kraft fra land til Åsgård undervannskompresjon. På bakgrunn av høye tiltaks-kostnader anbefaler OD at Åsgård undervannskompresjon godkjennes uten krav om kraft fra land.

Økonomi

OD har utført egne lønnsomhetsberegninger basert på operatørens profiler og prisforutsetninger fra revidert nasjonalbudsjett 2011.

ODs beregninger viser at Åsgård undervannskompresjon fremstår som et samfunnsøkonomisk godt prosjekt som er robust overfor endringer i de forutsetningene operatøren har lagt inn i den økonomiske analysen.

ODs anbefaling

OD anbefaler at prosjektet godkjennes og gjennomføres som beskrevet i framlagt PUD for Åsgård undervannskompresjon.

4.3 Olje- og energidepartementets vurdering

Olje- og energidepartementet deler Oljedirektoratets vurderinger om at utbyggingsplanen til Åsgård undervannskompresjon ivaretar god ressursforvaltning.

Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet har hatt dialog med operatør om utbyggingsløsningen for Åsgård undervannskompresjon før overlevering av PUD. Formålet med denne dialogen har vært å sikre at den valgte utbyggingsløsningen gir god ressursforvaltning og at den oppfyller myndighetenes krav, herunder miljøkrav.

Det er gjennomført konsekvensutredning for Åsgård undervannskompresjon. Konsekvensutredningen har ikke avdekket forhold som tilsier at prosjektet ikke bør gjennomføres. Det er ikke ventet negative konsekvenser av betydning for naturressurser og miljø.

Ulike løsninger for kraft fra land er vurdert av operatøren. Ingen av løsningene har en tiltaks-kostnad som tilsier at tiltaket bør gjennomføres. Utslipp i forbindelse med produksjon vil være omfattet av kvotesystemet for klimagasser og det vil betales CO₂-avgift som for andre utslipp fra petroleumssektoren.

Operatørens beregning viser at prosjektet er lønnsomt, selv ved lavt reserveutfall og lave oljepriser. Basert på de anslag operatøren har for ressurser og kostnader gir Åsgård undervannskompresjon god samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Investeringene knyttet til Åsgård undervannskompresjon er av operatøren anslått til 13,1 mrd. 2011-kroner. Beregnet nåverdi før skatt er på 25,7 mrd. 2011-kroner⁵. Balanseprisen for prosjektet er på 38 USD per fat olje/85 øre per Sm³ gass ved 7 pst. diskonteringsrente (reelt).

⁵ Operatøren har lagt til grunn en oljepris på 80 USD/fat, en valutakurs på 6 NOK/USD, en gasspris på 1,80 kroner per Sm³ og diskonteringsrente på 7 prosent (reelt).

Analysen utført av Oljedirektoratet bekrefter operatørens økonomiske beregninger. Utbyggingen av Åsgård undervannskompresjon vil gi samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og prosjektet kan gjennomføres innenfor akseptable rammer med hensyn til sikkerhet, arbeidsmiljø, det ytre miljø og fiskeriinteresser.

Olje- og energidepartementet mener på denne bakgrunn at utbygging av Åsgård undervannskompresjon er et økonomisk robust prosjekt som gir god samfunnsøkonomisk lønnsomhet og bidrar til god ressursforvaltning. Aktiviteten som utbygging og drift av Åsgård undervannskompresjon skaper, og inntektene til staten, vil gi positive virkninger for samfunnet.

5 Budsjettmessige konsekvenser for SDØE

Utbyggingen av Åsgård undervannskompresjon vil på bakgrunn av informasjon gitt av operatøren medføre om lag 434 mill. kroner i investeringer, om lag 4,34 mill. kroner i driftskostnader og om lag 6,8 mill. kroner i kalkulatoriske renter for SDØE inneværende år. Det er dekning for disse kostnadene i gjeldende budsjett, jf. Prop. 120 S (2010-2011) og Innst. 420 S (2010-2011) henholdsvis kap. 2440 post 30 og kap. 5440 post 24.5.

6 Konklusjoner og vilkår

Olje- og energidepartementet vil godkjenne plan for utbygging og drift av Åsgård undervannskompresjon i samsvar med planene operatøren har fremlagt og de merknader som fremgår av denne proposisjonen.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

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

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 Åsgard undervannskompresjon i sam-svar med vedlagt forslag.

Forslag
til vedtak om utbygging og drift av Åsgard
undervannskompresjon

I

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

Vedlegg 1

Høringsuttalelser og operatørens vurderinger av konsekvensutredningen

(Gjengitt fra operatøren)

Forsvarsdepartementet

Forsvarsdepartementet har ingen merknader til konsekvensutredningen.

Operatørens vurdering:

Operatøren tar uttalelsen til orientering.

Arbeids- og velferdsdirektoratet - Nav

Arbeids- og velferdsdirektoratet har ikke merknader til konsekvensutredningen.

Operatørens vurdering:

Operatøren tar uttalelsen til orientering.

Direktoratet for naturforvaltning (DN)

1. DN uttaler at Åsgard undervannskompresjon er lokalisert i et område med stor tetthet av kaldtvannskoraller, som er sårbare for fysiske og mekaniske påvirkninger, og det bør tas sterkt hensyn til disse ved planlegging av ny virksomhet. DN viser til underlagsrapporten fra kartlegging av koraller, og mener at KU burde inkludert nærmere beskrivelser av ytterligere 7 forekomster utover de som er beskrevet i KU. DN forutsetter at ingen av disse 7 forekomstene blir berørt av verken installasjon eller drift av kompressorstasjonen.
2. DN uttaler at dersom leggefartøy uten DP velges for rørlegging, ønsker DN å konsulteres mhp mulig påvirkning av sårbare habitater/koraller. DN påpeker at underlaget ikke omtaler eventuell påvirkning på koraller fra ankerlegging. DN uttaler videre at det ikke er beskrevet i KU om ROV er tenkt benyttet for visuell kontroll av installasjon og steinlegging, og mener at dette bør vurderes for å sikre at koraller ikke skades. DN savner en beskrivelse av usikkerheten rundt presisjon på rør-

leggings- og steinleggingsprosessen, og stiller spørsmål ved om disse operasjonene kan skade korallstrukturer i nærheten.

3. DN etterlyser nærmere beskrivelse av installasjonsprosessen for kompressorstasjonen som er tenkt gjennomført, da det skal installeres store strukturer i nærheten av sårbare koraller. DN stiller spørsmål ved hva som kan forventes av påvirkning og skader på korallstrukturene fra installeringen, og hvordan disse kan minimeres. Som for rørlegging, understreker DN at det er svært viktig at det under øvrige installasjonsarbeid fokuseres på å ta i bruk metoder for å forhindre skade på nærliggende korallstrukturer.

Operatørens vurdering:

1. Den største tettheten av koraller er i området ved Morvin, ca 15 km VNV for Åsgard B, mens Åsgard undervannskompresjon skal installeres ved Midgard ca 42 km SØ for Åsgard B, hvor det er få korallforekomster (ref KU s 58, der korallrev er markert med røde punkter i kart med sporingsdata). Korallrev C 22 er som angitt i KU den revforekomst som har kortest avstand til aktuelle installasjoner (60 meter fra rørtrase). Verken denne eller de øvrige forekomster som DN har merknader til vil etter operatørens vurdering skades av utbygging og drift av Åsgard undervannskompresjon.
2. Gjennomførte kartlegginger, med eventuelle senere suppleringer, medfører at operatøren vil ha den nødvendige oversikt over nærliggende korallforekomster. Ved eventuell legging av direkterør som reserveløsning for oppkobling mot eksisterende infrastruktur vil det gjennomføres nye trasekartlegginger, og eventuelle korallforekomster vil unngås ved trasejusteringer. KU beskriver konsekvenser av eventuell ankerhåndtering ift koraller; "Optimalisering av traseføringer og

eventuelle ankerlokasjoner for rørleggingsfartøy under detaljplanleggingen vil medføre at de registrerte forekomstene unngås uten konflikt". Det er nå valgt å benytte DP-operert rørleggingsfartøy, og detaljplanlegging av rørlegging vil skje i dialog med leggekонтрактор. Installasjon av kompresjonsanlegget og tilhørende infrastruktur innebærer sammenkobling av mange prefabrikkerte komponenter som krever stor nøyaktighet. Operasjonene styres og overvåkes fra spesialfartøyer på overflaten uten bruk av dykkere på havbunnen, men ROV basert utstyr benyttes. KU oppgir nøyaktighet ved steinlegging til i gjennomsnitt +/- 1,5 meter, og installeringen vil dokumenteres ved bla oppmåling. Rørlegging vil skje med varierende presisjon avhengig av behov, basert på bla. større steiner, koraller og sammenkoblinger, og ved behov vil rørlegging kunne skje med en nøyaktighet på +/- 1,5 meter. Det vil foregå oppmålingsarbeider i forbindelse med arbeidene, både ROV basert utstyr og egne oppmålingsfartøyer benyttes. Både fyllinger, kabler, rørledninger og andre installasjoner vil ihht forskriftskrav måles inn, og koordinatene vil rapporteres til Statens kartverk Sjø.

3. Kompressorstasjonen vil bli installert ved hjelp av tungløftfartøy, som vil transportere installasjonen fra land til aktuell lokasjon, og langsomt senke denne ned til korrekt lokasjon på havbunnen. Manifoldstasjonen vil installeres på lignende måte, men fra lettere fartøy. En begrenset mengde sedimenter vil kunne virvles opp og transporteres nedstrøms, men vurderes ikke å ville medføre negativ påvirkning av betydning på nedstrøms korallrev. Operasjonelle prosedyrer for installasjonsarbeidene vil bli utarbeidet i dialog med de valgte kontraktører. Behovet for nøyaktig posisjonering og installasjon av havbunnsinstallasjonene og andre komponenter er stort, og installasjonsmetodene vil etter operatørens vurdering ikke medføre risiko for at korallrev og andre områder utenfor fastlagte installasjonsområder påføres fysisk skade.

Statens strålevern (Ssv)

1. Ssv uttaler at det generelle inntrykket er at KU inneholder de elementer som Ssv forventer skal bli behandlet. Ssv påpeker at i RKU Norskehavet ble ikke utslipp av radioaktive stoffer til sjø eller mulige effekter på marine ressur-

ser av slike utslipp behandlet. I grunnlagsrapporter til HFP Norskehavet blir det påpekt at det er behov for mer kunnskap om radioaktiv forurensning.

2. Ssv uttaler at det fortsatt er stor usikkerhet om langtidseffekter av utslipp av radioaktive stoffer med produsert vann spesielt, og effekten av samvirkende effekter generelt. Ssv finner på dette grunnlag at konklusjonene i KU om at tilførselene av radioaktive stoffer i Norskehavet fra petroleumsvirksomheten ikke representerer noen fare for miljøet, er noe mangelfullt underbygget, og viser til at KU trekker sin konklusjon på bakgrunn av bare RAIV prosjektet (2005-2007).
3. Ssv minner om at undersøkelser av radioaktive stoffer inngår i den regulære miljøovervåkingen av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Resultatene fra Haltenbanken i 2009 viste høyere nivå av radioaktive stoffer på stasjonene nærmest plattformene enn på de regionale stasjonene i området. Det er derfor viktig å fortsette overvåkingen og at årsaker til forhøyede verdier søkes klarlagt.
4. Ssv minner om at noe av det farlige avfallet som oppstår vil inneholde radioaktive stoffer, og at det er viktig at dette deklarerer og håndteres som radioaktivt avfall, avhengig av spesifikk aktivitet.

Operatørens vurdering:

1. Operatøren tar uttalelsen til orientering.
2. Operatøren støtter seg til beskrivelser og konklusjoner i sektorrapporten "Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet Konsekvenser av ytre påvirkning" fra Direktoratet for naturforvaltning (DN 2008)⁶. Det henvises for øvrig til St. meld. nr. 37 (2008-2009)⁷: "Det er vanskelig å påvise direkte effekter i miljøet av utslipp av radioaktive stoffer i produsert vann. Kun nær utslippsstedene synes nivåene å overstige bakgrunnsnivå."
3. Den regionale miljøovervåkingen i 2009 viser at Åsgård har lave utslipp av både produsert vann og radioaktive stoffer sammenlignet med andre felter i regionen. Utslipp av produsert vann vil ikke øke som følge av idriftsettelse av Åsgård undervannskompresjon. Den pågående miljøovervåkingen i regionen

⁶ s 61, 4.3.4 Radioaktiv forurensning, forurensningsstatus

⁷ Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet (forvaltningsplan), side 66

vil fortsette som planlagt uten justeringer som følge av Åsgård undervannskompresjon.

4. Operatøren vil gjennom prosedyrer, styringssystemer og kontraktsforhold sikre at radioaktivt avfall som oppstår deklarerer og håndteres på en forsvarlig måte i henhold til gjeldende myndighetskrav.

Statnett

1. Statnett konstaterer at det ikke er lagt opp til å overføre kraft fra kraftsystemet på land til kompresjons-anlegget, og at Åsgård undervannskompresjon ikke vi ha noen konsekvenser for kraftsystemet på land. Statnett uttaler at enkelte av vurderingene av kraftsystemet på land ikke er korrekt beskrevet i KU, og gir kommentarer til dette. Det vises til KU s 44 og 49 mht manglende enhetlig beskrivelse av forsyningssituasjon i Kolsvik. Kolsvik ligger nettmessig nord for det begrensende Midt-Norge snittet, og i et område med betydelig kraftoverskudd. Kraftuttak her vurderes som gunstig for kraftsystemet.
2. Kraftsituasjonen i Midt-Norge er på kort sikt ikke tilfredsstillende, og inntil forbindelsen Sogndal-Ørskog er i drift i 2015, er Statnett skeptiske til å åpne opp for nytt større forbruk i Midt-Norge. Statnett bekrefter derfor vurderinger gjort i KU om at nettførsterkning til Midt-Norge ikke vil være i drift før etter oppstart av kompresjon i 2014, og at en eventuell forsyning av Åsgård fra Midt-Norge vil være krevende.
3. Det opplyses at Svartisen tidligere har vært drøftet som uttakspunkt, og at dette er et sterkt punkt i sentralnettet i et område med betydelig kraftoverskudd, og uttak i Svartisen vil være gunstig for kraftsystemet. Ved tilknytning på lavere nettnivå, kan det være mer lokale utfordringer som må avklares.
4. Statnett er usikre på hvordan behovet for reserveforsyning (N-1) og driftssikkerhet er håndtert i KU. Dersom det ikke er behov for full reserveforsyning, ser Statnett ikke problemer med uttak av 200 MW på 300 kV i Kolsvik. Statnett opplyser at heller ikke tilknytning til Tjeldbergodden eller Nyhamna vil gi N-1 driftssikkerhet med mindre det bygges nye ledninger for å oppnå tosidig forsyning.
5. Statnett vurderer eksisterende transformeringskapasitet 300/132 kV som tilstrekkelig til uttak av 25 eller 40 MW i Kolsvik, men denne må økes ved uttak av 200 MW. Ny

transformator kan idriftssettes ca 2 år etter investeringsbeslutning, og vurderes ikke å være begrensende ift større uttak i 2014. Det opplyses at alt nytt utstyr i Kolsvik må være forberedt for 420 kV, grunnet planlagt spenningsoppgradering av 300 kV ledningen Namsskogan-Kolsvik.

6. Statnett oppsummerer med at de mener at det vil være mulig å etablere et 132 eller 300 kV uttak i Kolsvik på 25, 40 eller 200 MW (avhengig av krav til reserveforsyning) allerede i 2014. Svartisen vurderes også som et gunstig tilknytningspunkt for dette forbruket innenfor samme tidshorisont, og her vil forsyningssikkerheten være bedre mht utfall (N-1). Tilknytning av nytt forbruk i Midt-Norge sør for Tunnsjødal frarådes før forbindelsen Ørskog-Fardal er i drift eller det blir etablert tilstrekkelig ny kraftproduksjon i området.

Operatørens vurdering:

1. KU omtaler og vurderer både linje- og anleggstekniske forhold ved kraftsystemet på land, og markeds- og samfunnsmessige vurderinger fra sentrale markedsaktører (bla Statnett, Statkraft og nasjonale kraftmeglere) av et eventuelt større uttak av kraft fra Kolsvik og Tjeldbergodden. Selv om Kolsvik har anleggskapasitet for et større uttak, kan et slikt uttak medføre negative samfunnsmessige konsekvenser. Dette tosidige perspektivet er bakgrunnen for tilsynelatende manglende konsistent beskrivelse i KU vedrørende Kolsvik. Den samfunnsmessige konsekvensvurderingen utgjør en del av grunnlaget for KU, og er tilgjengelig på operatørens internetsider. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til orientering.
2. Operatøren tar uttalelsen til orientering.
3. Operatøren har ikke satt særlige geografiske begrensninger i de nettstudier som har vært gjennomført. Operatøren er kjent med at Svartisen er et sterkt uttakspunkt i sentralnettet. På grunnlag av at avstanden mellom Svartisen og Åsgård er svært lang, er det konkludert med at Svartisen ikke vil være et aktuelt tilkoplingspunkt, og dette er dermed ikke nærmere vurdert ift planene for Åsgård undervannskompresjon.
4. Behovet for reserveforsyning gjennom vurdering av kapasitet i nettet (basert på N-1 kriteriet) er et av tre sentrale kriterier ved identifisering av mulige tilkoplingspunkter for nærmere vurdering i nettstudie gjennomført

i regi av Åsgård undervannskompresjon. I KU er fullstendig sammendrag av studierapporten tatt inn som vedlegg, og her er N-1 forsyningskapasitet ved alternative tilkoplingspunkt identifisert. I KU er også behovet for nettförsterkning (Ørskog-Fardal og Trollheim-Tjeldbergodden) omtalt. Ved drøfting av alternative kraftleverandører til Åsgård undervannskompresjon, er behovet for en robust og sikker leveranse til kompresjonsanlegget vektlagt. Særlig ved høyt effektuttak fra land til en mer omfattende elektrifisering av Haltenbanken, vil behovet for robust og omfattende reserveforsyning være stort for å kunne opprettholde gassleveransen til Kårstø.

5. Operatøren tar uttalelsen til orientering. I KU drøftes ulike tekniske beskrankninger ved de flytende installasjonene Åsgård A og Åsgård B mht en faktisk gjennomføring av elektrifisering fra land. Selv om anleggs- og trafokapasitet på land er tilstrekkelig for et større uttak av kraft, vil fysiske forhold på installasjonene og tilgjengelig teknologi være begrensende for gjennomføring.
6. Operatøren tar uttalelsen til orientering, og viser til at KU beskriver ulike tekniske beskrankninger for en elektrifisering av Åsgård undervannskompresjon utover linje- og anleggstekniske forhold i kraftsystemet på land. Gassleveransen fra Åsgård er avhengig av en forutsigbar og robust kraftleveranse fra oppstart av Åsgård undervannskompresjon.

Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif)

1. Klif vurderer at KU dekker de viktigste elementene når det gjelder ytre miljø.
2. Klif anser valg av utbyggingsløsning for kraftforsyning for tilstrekkelig begrunnet og utredet. Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven må redegjøre for kraftbehovet til kompresjonsanlegget og medfølgende endringer i utslipp til luft fra Åsgård A og deretter Åsgård B.
3. Klif mener vurderingen av BAT på Åsgård A er mangelfull, og at oppgradering til lav-NO_x teknologi er forkastet på mangelfullt grunnlag. Klif stiller spørsmål ved beslutningsgrunnlaget for å forkaste oppgradering, og savner en bedre vurdering av egnethet av dual fuel lav-NO_x turbin på Åsgård A, og viser til at lav-NO_x dual fuel turbiner er i bruk på andre FPSO-er. Det er uklart for Klif

hvordan kost-nytte er vurdert sett i lys av investeringskostnader og utslippsreduksjoner for oppgradering til lav-NO_x turbiner på Åsgård A og Åsgård B.

4. Klif har ingen kommentarer til at dagens vannbehandlingsanlegg på Åsgård B vurderes som BAT også ved oppkobling og driftssetting av kompresjonsanlegget. Klif vil på generelt grunnlag følge opp Åsgårdfeltet og forventer fortsatt stort fokus på kontinuerlig forbedring.
5. Utslipp til sjø vil være knyttet til legging og klargjøring av rørledninger, samt vedlikeholdsarbeid på prosessmoduler i kompresjonsanlegget. Klif har ingen kommentarer til utbyggingsløsningen når det gjelder kjemikalier og kjemikaliebruk slik denne er presentert i KU.
6. KU beskriver dagens miljørisiko på Åsgårdfeltet til å være maksimalt 4 % av Statoils akseptkriterier, og utbygging av kompresjonsanlegget vil representere en ikke-signifikant økning av denne. Klif har ingen kommentarer til Statoils vurdering og konklusjon i KU når det gjelder miljørisiko og beredskap, men vil følge opp beredskapen på Åsgårdfeltet og Haltenbanken mer overordnet.
7. Når det gjelder kompressortesting på K-lab, er det for Klif uklart hvilke kjølevannsmengder som vil bli sluppet ut fra testbassenget, og hvilke konsekvenser dette har for resipienten på Kårstø. Klif forventer at Statoil er i dialog med Klif når det gjelder etablering av testbassenget, herunder avbøtende tiltak og overvåking av kjølevannsutslipp og eventuelle lekkasjer av kjemikalier. Klif forventer at Statoil anvender BAT ved etablering av testbassenget.
8. Klif forutsetter generelt at operatøren velger utbyggingsløsninger som ikke begrenser mulighetene for en best mulig miljø- og energioptimal utbygging og drift over feltets levetid.

Operatørens vurdering:

1. Operatøren tar uttalelsen til orientering.
2. Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven vil redegjøre nærmere for kraftbehovet til drift av kompresjonsanlegget, herunder økte utslipp fra kraftgenereringen. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til orientering.

3. Operatøren har innledet en konstruktiv dialog med Klif vedrørende BAT vurderinger knyttet til Åsgard A og grunnlaget for disse, og vil oversende mer utfyllende dokumentasjon til Klif for nærmere vurdering, herunder dokumentasjon vedrørende egnethet av dual fuel lav-NO_x turbin⁸ og økonomivurderinger.
4. Operatøren vil ha fortsatt oppmerksomhet knyttet til optimalisert drift av vannrenseanlegget på Åsgard B, slik at fortsatte forbedringer kan oppnås. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til orientering.
5. Operatøren tar uttalelsen til orientering. Det vil søkes om tillatelse til virksomhet etter forurensnings-loven i tilstrekkelig tid før klargjøring av rørledninger.
6. Operatøren tar uttalelsen til orientering.
7. Kompressortesting i testbassenget på K-lab på Kårstø vil skje periodevis, med testvarighet 1-3 måneder. Kjølevann vil leveres fra gassprosesseringsanlegget, og mengden er begrenset til 700 m³/time, som er samme mengde som K-lab har hatt tilgang på i flere år. Det blir derfor ingen endring i forbruk av kjølevann ift tidligere. Temperaturøkningen i vannet fra K-lab antas å være ca 1 C0, og oppvarmet vann følger som en delstrøm rørsystemet for kjølevann fra Åsgardanlegget på Kårstø, som utgjør ca 24.000 m³/time. Kjølevannet vurderes å ikke ville påvirke sjøresipienten negativt.⁹ Kompressorene er designet for å stå på havbunnen i flere år uten vedlikehold, noe som innebærer robusthet ift lekkasjer. Lekkasjer av hydrokarboner vil kun kunne oppstå ved uhellsutslipp fra kompressor eller rørstrømmer. Sirkulasjon av kjølevann i testbassenget, visuell inspeksjon i bassenget, og mulighet for oppsuging og borttransport med tankbil, vil hindre forurensende utslipp til resipient. Operatøren viser forøvrig til pågående dialog med Klif angående etableringen av testbassenget.
8. Fra oppstart av Åsgard undervannskompresjon og fram til 2025 vil omfang av gasssek-sport fra Åsgard B til Kårstø være avhengig av robust kraftleveranse fra Åsgard A. Operatørens valg av løsning for økt kraftgenere-ring må skje innenfor tilgjengelig teknologi og fysiske beskrankninger for de flytende installasjonene på Åsgard. Her inngår behovet for å sikre en tilstrekkelig robust og fleksibel kraftforsyning til en sikkerhetsmessig forsvarlig drift av installasjonene. Basert på helhetlige vurderinger mht teknologiske, vektmessige, økonomiske, regularitets- og sikkerhetsmessige forhold, vil operatøren søke å velge de beste utbyggingsløsninger, som også legger forholdene til rette for en miljø- og energieffektiv drift på Åsgard.

Norskehavsrådet (NR)

1. Norskehavsrådet (NR) er interessert i at ressursene fra feltene på norsk sokkel blir utvunnet i størst mulig grad. Økt utvinning representerer stor verdiskapning for samfunnet, og bidrar til videreutvikling av petroleum-sindustrien gjennom utdanning og FOU.
2. NR ber om at muligheten til elektrifisering med kraft fra land på et senere tidspunkt ikke ekskluderes. Dette på grunnlag av at det antagelig kan bli flere slike felt i framtiden. Elektrifisering fra land må også ses i sammenheng med nettutviklingsplanene til Statnett.
3. NR anbefaler at det blir utarbeidet en overordnet plan for elektrifisering av nye offshore kompresjonsprosjekt.

Operatørens vurdering:

1. Operatøren tar uttalelsen til orientering.
2. Åsgard undervannskompresjon vil kunne drives med kraft fra land i framtiden dersom Åsgard A eller Åsgard B elektrifiseres gjennom vekselstrøm som gjøres tilgjengelig i området. Som KU gjør nærmere rede for, vil både begrensninger knyttet til vektkapasitet på Åsgard B, utvikling av overføringsteknologi og havbunnsplassert elektrisk styringsutstyr, samt forsyningssituasjonen og nettkapasitet på land være styrende for når elektrifisering fra land eventuelt kan gjennomføres.
3. Operatøren er av den oppfatning at en eventuell elektrifisering av deler av Haltenbanken med kraft fra land bør skje i et større områdeperspektiv, der nødvendig infrastruktur

⁸ I følge OLF (<http://www.olf.no/no/Publikasjoner/>) har to andre FPSO-er på norsk sokkel LM2500 dual fuel lav-NO_x generator-turbiner, som er velkjent offshore teknologi. Åsgard A har 2 stk av den større og tyngre LM 6000 turbinen, der dual fuel turbinen har standard-NO_x teknologi, mens den fast gassdrevne turbinen har lav-NO_x teknologi. Siden oppstart i 2000, har begge LM 6000 turbinene krevd utskiftninger.

⁹ Gjeldende utslippstillatelse for Kårstøanleggene gir en utslippsgrense for kjølevann på 53.000 m³/time (inkl 24.000 m³/time fra Åsgardanleggene) med maksimal temperaturøkning på 15 C0 og maksimal energiflukt 650 MW. I tillegg kommer kjølevannsutslipp fra Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø (28.000 m³/time), som har nærliggende utslipp i samme resipient.

kan etableres uavhengig av ulike lisens- og eierforhold. Linje- og anleggskapasitet samt forsyningssituasjon på land må hensyntas.

Norges Fiskarlag (NF)

1. Norges Fiskarlag (NF) påpeker at det aktuelle sjøområdet brukes av linefartøyer, og har betydning for enkeltfartøyer, og at dette bidrar til at fiskeflåten får anledning til å spre sin aktivitet over flere områder. NF forutsetter at fiskefartøy kan fortsette fiske etter tilgjengelige fiskeressurser i området, uavhengig av Åsgård undervannskompresjon. For å unngå ankermerker som kan være til hinder for enkelte redskapsgrupper, mener fiskarlaget at det bør velges DP opererte leggefartøyer.
2. Fiskarlaget er kritisk til at det generelt er etablert sikkerhetssoner (radius 500 m) med forbud mot oppankring og fiske med bunntrål og snurrevad på Åsgård, senest aktuelt for Smørbukk Nordøst, når havbunnsinstallasjonene skal være trålavvisende. NF viser til at operatøren i KU signaliserer at tilsvarende ordning er aktuelt for Åsgård undervannskompresjon på Midgard. NF uttaler at dette står i kontrast til tidligere argumentasjon der det er hevdet at havbunnsinstallasjoner ikke vil være til hinder for fiskeriene, da disse skulle være både overtrålbare og mulig å fiske helt opp til med andre redskaper. NF hevder at ved etablering av sikkerhetssoner rundt havbunnsinstallasjoner, vil reelt beslaglagt areal være større enn dersom installasjonen står på overflaten. NF etter spør videre en begrunnelse for at det etableres sikkerhetssoner rundt havbunnsinstallasjoner når disse er trålavvisende. Selv om det i dette området er lav fiskeriaktivitet, viser NF til at tilsvarende løsninger i andre områder vil gi større problem for flåten.
3. Fiskarlaget krever at steindumping planlegges og gjennomføres i nær dialog med Fiskeridirektoratet, og at det velges DP opererte leggefartøy for å unngå ankermerker. Ved bruk av ankeropererte leggefartøyer må ankermerker fjernes.
4. Fiskarlaget krever at dersom eksisterende sikkerhetssoner skal bestå, og antallet av disse utvides i framtiden, må det legges ut informasjon utover kunngjøring i EFS på et elektronisk egnet format slik at fiskerne raskt kan laste denne ned i sine elektroniske kart.

Operatørens vurdering:

1. Under installasjonsfasen vil det være midlertidige mobile arealbeslag i tilknytning til rørlegging og annen installasjonsaktivitet i området, uavhengig av 3. parts fartøytype. Det planlegges ikke begrensninger på fiskeriaktivitet fra oppstart av kompresjonsanlegget. Det vises for øvrig til operatørens kommentar til uttale fra Fiskeridirektoratet.
2. Operatøren er ikke enig i at en sikkerhetssone rundt en havbunnsinstallasjon vil medføre et større reelt arealbeslag enn en overflateinstallasjon, da det ihht regelverket er 500 meter fra ytterkant av installasjonene som vil gjelde for begge alternativer. I tillegg vil en overflateinstallasjon utgjøre et fysisk hinder for ferdsel på overflaten. Sikkerhetssoner rundt undervannsinnretninger etableres av Arbeidsdepartementet med hjemmel i Rammeforskriften, der konsekvenser for andre interesser (som fiskeriinteressene) skal vurderes og avveies. Operatøren finner det ikke riktig å her drøfte sikkerhetssoner med restriksjoner på et generelt grunnlag, da spørsmålet i denne sammenheng er knyttet til installasjon og drift av Åsgård undervannskompresjon ved Midgard. Det foregår ikke fiske med snurrevad eller bunntrål av betydning i dette området, og restriksjoner på bruk av disse redskapstypene fra oppstart vurderes ikke å være nødvendig. En undervanns sikkerhetssone vil etter operatørens vurdering ikke medføre operasjonelle hindringer eller tapte fangster for det pågående fisket i området. Det henvises for øvrig til operatørens kommentar til uttale fra Fiskeridirektoratet.
3. Operatøren tar sikte på å ha en dialog med Fiskeridirektoratet vedrørende planlegging og gjennomføring av nødvendig steininstallasjon. Operatøren har innhentet tilbud på både DP og ankeropererte leggefartøy, og DP-operert leggefartøy er valgt. Ankermerker er derfor ingen aktuell problemstilling lenger.
4. Operatøren er gjennom krav fra myndighetene bla. pålagt å kunngjøre etablering av sikkerhetssoner, samt å rapportere relevante kartdata til Statens kartverk Sjø. Operatøren forholder seg til de til enhver tid gjeldende myndighetskrav, og er ikke ansvarlig for oppdatering av elektroniske kart tilgjengelig for 3. part. Det anbefales derfor at fiskarlaget på et generelt grunnlag tar opp og drøfter

publisering av innrapporterte kartdata og egnet dataformat med rette vedkommende.

Møre og Romsdal fylkeskommune

1. Møre og Romsdal fylkeskommune (MRf) er opptatt av at ressursene fra feltene på norsk sokkel blir utvunnet i størst mulig grad. Økt utvinning representerer stor verdiskapning for samfunnet, og bidrar til videre utvikling av leverandørindustri og forskningsaktivitet. MRf er i hovedsak enig i de tekniske løsninger som er foreslått for Åsgård undervannskompresjon. Utvinningen av ressursene må skje i samarbeid med fiskeri-næringen, slik at næringens interesser blir hensyntatt.
2. MRf ber om at muligheten til senere elektrifisering med kraft fra land ikke ekskluderes. Dette basert på at det kan bli flere felt med økt kraftbehov i framtiden. Elektrifisering fra land må ses i sammenheng med nettutviklingsplanene til Statnett og eventuelle planer om etablering av gasskraftverk på land.
3. MRf anbefaler at det blir utarbeidet en overordnet plan for elektrifisering av nye utbygginger og del utbygginger i Åsgård-Heidrun området.

Operatørens vurdering:

1. Når det gjelder ivaretagelse av fiskerinæringens interesser henvises det til operatørens kommentar til uttale fra Norges Fiskarlag og Fiskeridirektoratet. Operatøren tar for øvrig uttalelsen til orientering.
- 2 og 3. Operatøren viser til kommentar knyttet til uttalelse fra Norskehavsrådet.

Fiskeridirektoratet (Fd)

1. Fiskeridirektoratet uttaler at avsnitt i KU om satelittsporingsdata er noe upresist, men i den aktuelle sammenheng vil ikke dette ha betydning for resultatet. På generelt grunnlag synes beskrivelsen av fiskeriaktiviteten å være dekkende. Fd påpeker at fiske er en dynamisk aktivitet som varierer med fiskens vandringsmønster og de til enhver tid gjeldende reguleringer, noe som på sikt kan gi økende fiskeriaktivitet inn i området.
2. Fd viser til petroleumslovens bestemmelser om overtrålbare undervannsinstallasjoner. Fd viser videre til at det i dag er liten fiskeriaktivitet i området, og mener at det ikke er grunnlag for å beslaglegge unødvendig areal

gjennom en etablering av undervanns sikkerhetssone rundt kompresjonsanlegget, så lenge det er mulig å lage beskyttelsesstruktur som er overtrålbare. Direktoratet ber om at undervanns-strukturen gjøres overtrålbare. Dersom en likevel må ha en sikkerhetssone rundt installasjonen, bør denne etter Fd's vurdering kun gjelde for bunntrål og snurrevad.

3. Fd er opptatt av at frie spenn reduseres til et minimum, og at kabler og rør graves ned der det er mulig for slik å unngå steinfyllinger. Det er videre viktig med så liten helningsvinkel som mulig på steinfyllinger, slik at tråldredskaper lettere kan krysse disse uten å grave med seg steinmasser som kan medføre tap av redskap og/eller fangst.
4. Fd vil se det som positivt dersom DP opererte leggefartøy benyttes, slik at ankermerker kan unngås.

Operatørens vurdering:

1. Operatøren tar uttalelsen til orientering.
2. Operatøren viser til en utvikling med større og tyngre trålstyr i den havgående fiskeflåten, og det kan ikke utelukkes at denne utviklingen vil fortsette, med økende trållaster som resultat. ASC skal være i drift i mange år uten å forårsake- eller påføres skader som følge av endringer i fiskeriene. Kompressor- og manifoldstasjonene vil utstyres med en beskyttelsesstruktur som gis en trålavvisende utforming i tråd med myndighetskrav. Størrelsen av havbunnsinstallasjonene og konsekvensene ved eventuelle skader som kan påføres disse ved eventuell ankring i området, tilsier etter operatørens oppfatning at etablering av en undervanns sikkerhetssone i henhold til Rammeforskriften § 53 vil være formålstjenlig og nødvendig. Basert på en trålavvisende utforming og eksisterende fiskeriaktivitet på lokasjonen, vurderes et forbud mot bruk av bunnredskaper som trål og snurrevad ikke å være påkrevd fra oppstart. Et forbud mot oppankring i sikkerhetssonen vurderes å være tilstrekkelig. Dersom fiskeriaktiviteten endres, eller eventuelle skader på installasjonene oppstår, vil operatøren kunne vurdere behovet for restriksjoner på aktiviteter innenfor sikkerhetssonen på nytt, med tanke på en revisjon av denne. Dagens fiskeriaktivitet vil kunne fortsette som før i området.

3. Det er også fra operatøren sin side ønskelig å redusere frie spenn og faren for hekting med risiko for skade på rørledninger og fiskeredskap. Med hensyn til lavest mulig helningsvinkel på steinfyllingene, minner operatøren om at lave helningsvinkler medfører større fyllingsbredde, økte steinmengder og økt bunnareal som berøres. Det planlegges med en fyllingsbredde i bunn på ca 11 meter. I den videre detaljplanlegging vil nødvendig omfang og utforming av steininstallasjonen optimaliseres, der også fiskeriinteressene søkes ivare tatt på en god måte.
4. Operatøren tar uttalelsen til orientering, og viser til kommentar til uttale fra Norges Fiskerilag, pkt 3.

Havforskningsinstituttet

Havforskningsinstituttet har ikke merknader til konsekvensutredningen.

Operatørens vurdering:

Operatøren tar uttalelsen til orientering.

Kristiansund kommune (Kk)

1. Kristiansund kommune slutter seg til anbefaling fra Norskehavsrådet om at ressursene fra feltene på norsk sokkel blir utvunnet i størst mulig grad. Økt utvinning representerer stor verdiskapning for samfunnet, og bidrar til videreutvikling av petroleumsindustrien gjennom utdanning og FOU.
2. Kk ber om at muligheten til elektrifisering med kraft fra land på et senere tidspunkt

ikke ekskluderes. Dette på grunnlag av at det antagelig kan bli flere slike felt i framtiden.

3. Kk anbefaler at det blir utarbeidet en overordnet plan for elektrifisering av nye offshore kompresjonsprosjekt.

Operatørens vurdering:

Operatøren tar uttalelsen til orientering, og viser for øvrig til kommentarer knyttet til uttalelse fra Norskehavsrådet og Møre og Romsdal fylkeskommune.

Miljøverndepartementet

Miljøverndepartementet viser til høringsuttalelser fra Direktoratet for naturforvaltning, Statens strålevern og Klima- og forurensningsdirektoratet, og har for øvrig ingen merknader til forslag til KU.

Operatørens vurdering:

Operatøren tar uttalelsen til orientering, og viser til kommentarer til uttalelser fra Direktoratet for naturforvaltning, Statens strålevern og Klima- og forurensningsdirektoratet.

Arbeidsdepartementet

Arbeidsdepartementet har forelagt KU for Ptil for en HMS vurdering. Ptil har ingen kommentarer til KU, og departementet har ingen ytterligere merknader til KU.

Operatørens vurdering:

Operatøren tar uttalelsen til orientering.
