



# Prop. 98 S

(2012–2013)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

## Utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet

*Tilråding frå Olje- og energidepartementet 22. mars 2013,  
godkjend i statsråd same dagen.  
(Regjeringa Stoltenberg II)*

### 1 Samandrag

På vegner av rettshavarane i utvinningsløyva 001B, 242 og 028 B har operatøren Det norske oljeselskap ASA overlevert plan for utbygging og drift (PUD) av Ivar Aasen-feltet. Rettshavarane er Det norske oljeselskap ASA (35 prosent), Statoil Petroleum AS (50 prosent) og Bayerngas Norge AS (15 prosent).

Feltet har fått namn etter Ivar Aasen. Han var diktar og språkforskar, men først og fremst mannen som forma nynorsken, basert på folkeleg tale-mål. 200-årsjubileet for Ivar Aasen i 2013 er grunnlaget for Språkåret 2013, ei nasjonal feiring av språkleg mangfald.

Ivar Aasen-feltet omfattar utbygging av dei tre funna Ivar Aasen, West Cable og Hanz. Ivar Aasen-feltet ligg i den midtre delen av Nordsjøen i blokk 16/1 og 25/10, om lag 10 kilometer nordvest for Edvard Grieg-feltet og om lag 200 kilometer vest for Stavanger, ved Utsirahøgda. Havdjupna ved feltet er om lag 110 meter. Ivar Aasen-funnet blei påvist i 2008. Det er planlagt å byggje ut feltet med ei botnfast innretning med brønningar, anlegg for delvis prosessering og bustadkvarter. Innretninga skal plasserast over Ivar Aasen-funnet. Ivar Aasen-feltet skal koplast opp til Edvard Grieg-feltet for ferdig-prosessering, og eksportløysingane er samordna med dette feltet. Gassen er planlagt eksportert via britisk sokkel. Oljen frå dei to felta skal eksportert i ein ny rørleidning frå Edvard Grieg-feltet til Grane oljerør og vidare til Stureterminalen.

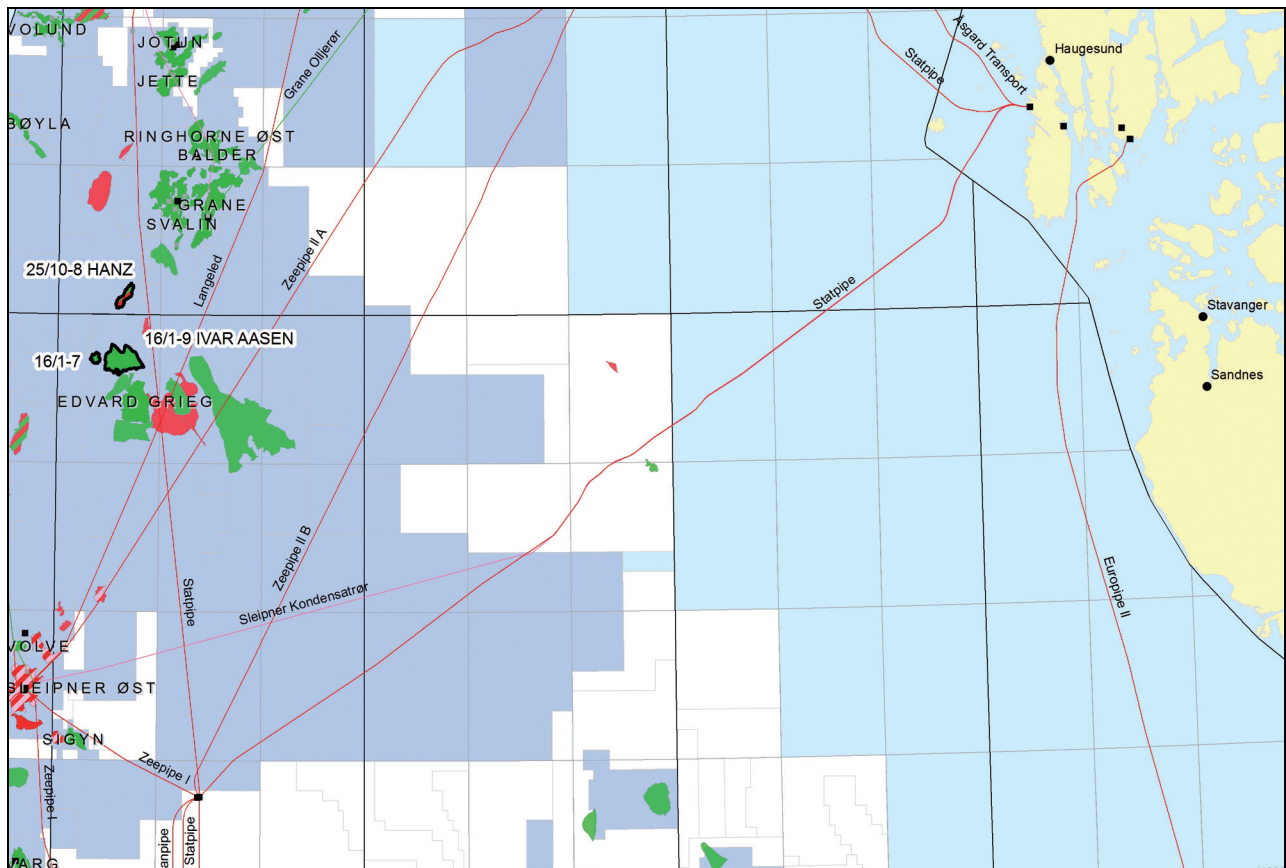
Prosjektet er planlagt gjennomført i to fasar, der fase 1 omfattar utbygginga av funna Ivar Aasen og West Cable og fase 2 omfattar utbygging av Hanz i utvinningsløyve 242. Dei utvinnbare reservane for Ivar Aasen-prosjektet, som beskrive i PUD, er berekna til 18,3 millionar standard kubikkmeter ( $\text{Sm}^3$ ) olje og 5,3 milliardar  $\text{Sm}^3$  gass. Til saman utgjer dette 23,6 millionar  $\text{Sm}^3$  oljeekvivalentar (o.e.), tilsvarende 148 millionar fat o.e. Planlagt produksjonsstart er fjerde kvartal 2016, og venta produksjonsperiode er 15 år.

Ivar Aasen-funnet strekkjer seg inn i utvinningsløyve 457. Det blei stadfesta ved brønnane 16/1-16 og 16/1-16 A i utvinningsløyve 457, som blei avslutta 1.1.2013. Rettshavarane i utvinningsløyva 001 B og 457 har forplikta seg til eit løp fram mot ein endeleg avtale om å samordne ressursane (unitiseringsavtale), som skal vere på plass innan 30.6.2014.

Dei totale investeringane for utbygginga er av operatøren berekna til 24,7 milliardar 2012-kroner. Dei venta årlege driftskostnadene varierer, men vil i gjennomsnitt vere om lag 850 millionar 2012-kroner i driftsfasen.

Den økonomiske analysen til operatøren viser at utbygginga har ein venta noverdi før skatt på 12,6 milliardar 2012-kroner.<sup>1</sup> Balanseprisen for prosjektet før skatt er 65,7 US-dollar per fat o.e.

<sup>1</sup> Berekingane er gjorde med føresetnadene til operatøren med ein oljepris på 90 US-dollar per fat olje, ein gasspris på 1,9 kroner/ $\text{Sm}^3$  gass, ein valutakurs på 6 kroner/US-dollar og ei diskonteringsrente på 7 prosent.



Figur 1.1 Plasseringa av Ivar Aasen-feltet

Kjelde: Oljedirektoratet

Det er gjennomført konsekvensutgreiing for Ivar Aasen-prosjektet. Konsekvensutgreiinga har ikkje avdekt forhold som tilseier at prosjektet ikkje bør gjennomførast, eller at det bør gjennomførast avbøtande tiltak utover dei som ligg til grunn i utbyggingsplanane. Prinsippa i naturmangfaldlova §§ 8–10 er reflekterte, mellom anna gjennom departementet si vurdering av konsekvensutgreiinga, og vil bli følgde opp i gjennomføringa av prosjektet.

Kraftbehovet blir dekt frå Edvard Grieg-innretninga. Det går for seg utgreiing om ei samordna kraftløyning frå land for felta Dagny, Ivar Aasen og Edvard Grieg og for Johan Sverdrup-funnet. Foreløpige tal frå operatøren indikerer at kraft frå land kan være lønnsamt, men ein endeleg beslutning om prosjektet vil bli tatt på eit seinare tidspunkt. Edvard Grieg-feltet skal kople seg til ei eventuell felles kraftløyning på Utsirahøgda på det tidspunktet denne er på plass, med mindre departementet av særskilde grunnar bestemmer noko anna. Edvard Grieg-innretninga vil såleis òg forsyne Ivar Aasen-feltet med kraft frå land. Den planlagde oppstarten for ei slik samordna kraft frå land-løyning er 2018.

I tillegg til skatteinntekter frå produksjonen på feltet vil utbygginga og drifta bidra til sysselsetjing nasjonalt og regionalt. Det er sannsynleg at det vil bli nytta forsyningsbase frå Stavanger-området. Helikoptertransport vil truleg skje frå Stavanger lufthamn, Sola. Driftsorganisasjon blir lagd til Trondheim. Det vil bidra til å styrkje petroleumsmiljøet i regionen.

Planane for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet er lagde fram for Oljedirektoratet for vurdering. Oljedirektoratet vurderer prosjektet som ressursforvaltingsmessig forsvarleg, samfunnsøkonomisk lønnsamt og robust nok økonomisk og tilrår at utbyggingsplanen blir godkjend med enkelte vilkår.

Planen er lagt fram for Arbeidsdepartementet, som igjen har lagt planen fram for Petroleumstilsynet. Petroleumstilsynet har enkelte merknader slik det går fram av proposisjonsteksta, men ser ikkje behov for at det stilles særskilde vilkår og anbefalar at planen godkjennast. Arbeidsdepartementet har ingen merknader utover dette.

Basert på planane til operatøren og overslag frå Oljedirektoratet verkar utbygginga av Ivar Aasen-feltet som eit samfunnsøkonomisk lønnsamt og robust nok prosjekt som kan gjennomførast samtidig som omsyn til ytre miljø og fiskeriinteresser blir tatt vare på.

## 2 Hovudtrekk i plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet

### 2.1 Innleiing

Departementet fekk 21. desember 2012 ein søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet. Det norske oljeselskap ASA er operatør for utbygginga og overleverte søknaden på vegner av rettshavarane i utvinningsløyva 001 B, 242 og 028 B.

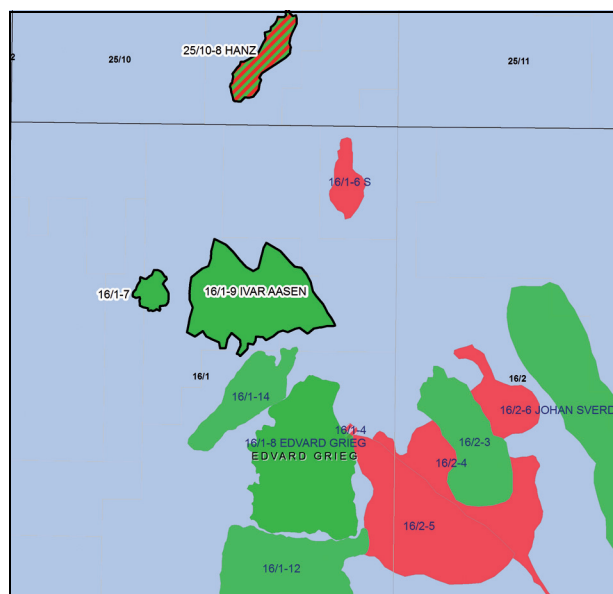
Rettshavarane som deltek i utbygginga er Det norske oljeselskap ASA (35 prosent), Statoil Petroleum AS (50 prosent) og Bayerngas Norge AS (15 prosent). Alle rettshavarane har tiltrådd utbyggingsplanen.

Ivar Aasen-prosjektet omfattar utbygging av dei tre funna Ivar Aasen, West Cable og Hanz. Ivar Aasen-funnet blei påvist i 2008. Feltet ligg i den midtre delen av Nordsjøen i blokk 16/1 og 25/10, om lag 10 kilometer nordvest for Edvard Grieg-feltet og om lag 200 kilometer vest for Stavanger, ved Utsirahøgda. Havdjupna i området er om lag 110 meter. Den planlagde produksjonsstarten er fjerde kvartal 2016, og venta produksjonsperiode er 15 år.

### 2.2 Utbyggingsløyving og produksjon

Den planlagde utbyggingsløyvinga er ei botnfast innretning med brønningar, anlegg for delvis prosessering og bustadkvarter. Innretninga skal plasserast over Ivar Aasen-funnet. West Cable vil bli drenert med ein produksjonsbrønn frå Ivar Aasen-innretninga. Den planlagde utbyggingsløyvinga for Hanz er ei havbotnramme med fire brønnsliissar som blir knytte opp mot Ivar Aasen-innretninga. Boringa av brønnane vil skje med oppjeckbar borerigg.

Eksportrørleidningane for olje og gass vil vere felles for Ivar Aasen og Edvard Grieg. Oljen skal eksporterast via ein ny rørleidning frå Edvard Grieg til Grane oljerøyr og vidare til Stureterminalen. Gassen skal eksporterast frå Edvard Grieg via ein ny rørleidning til SAGE-rørleidninga ved Beryl A på britisk sokkel og vidare til St. Fergus-terminalen i Skottland. Rettshavarane i



Figur 2.1 Kart Ivar Aasen

Kjelde: Oljedirektoratet

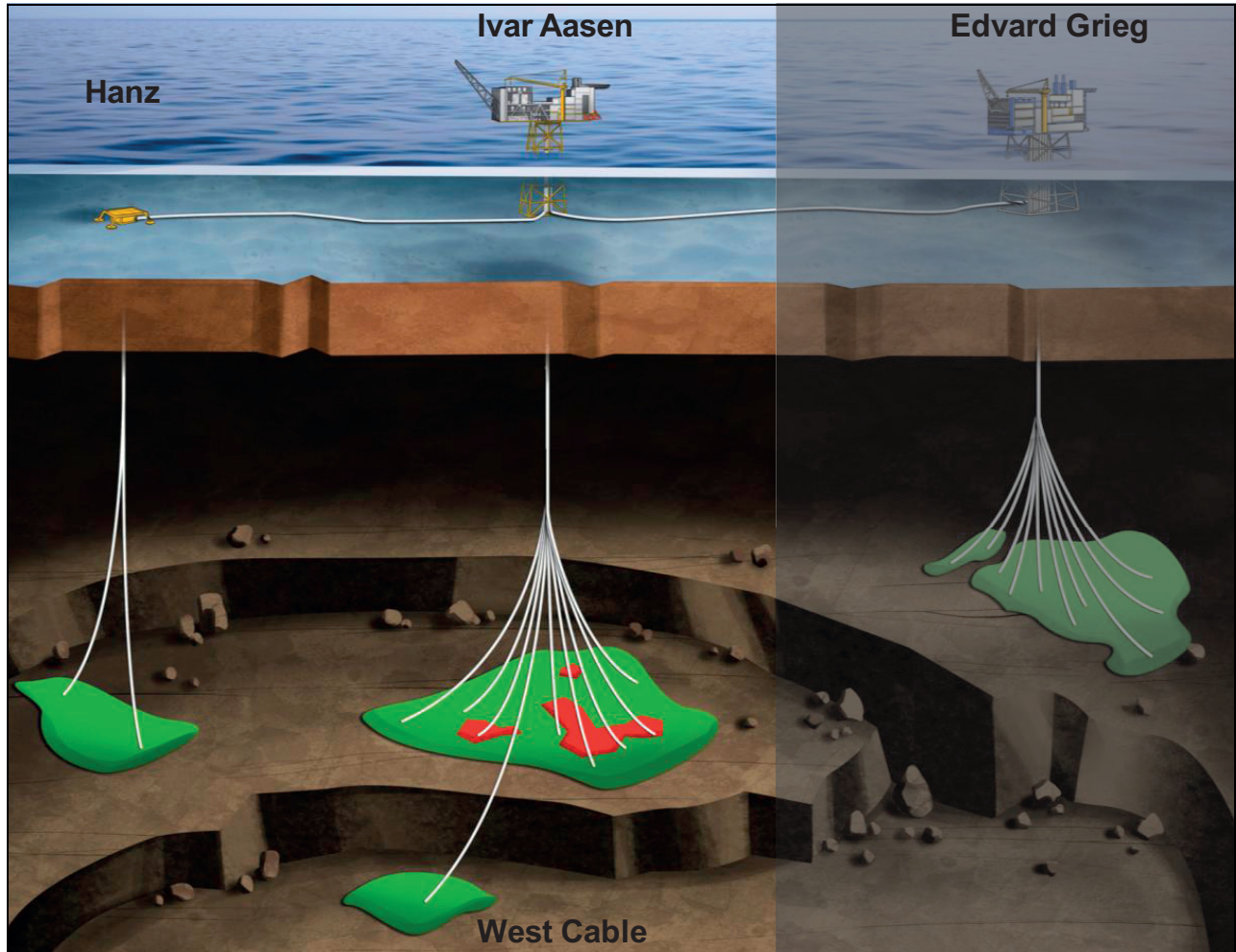
Ivar Aasen og Edvard Grieg planlegg å levere inn planar for anlegg og drift av rørleidningane i juni 2013. Desse blir behandla separat frå plan for utbygging og drift av felta.

Grunnlaget for utbygginga er førekomstane Ivar Aasen, Hanz og West Cable. Utstrekninga av desse vil danne grunnlaget for området som er omfatta av plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-prosjektet.

Ivar Aasen-prosjektet er planlagt gjennomført i to fasar, der fase 1 omfattar utbygginga av funna Ivar Aasen og West Cable og fase 2 omfattar utbygginga av Hanz. Tidspunktet for innfasinga av Hanz vil bli optimalisert.

Ivar Aasen-innretninga er planlagt med 20 brønnsliissar, og 13 av dei skal brukast med dagens planar i første fase. Sjølve Ivar Aasen-førekomsten er planlagt med seks oljeproducentar og seks vassinjektorar, mens West Cable er planlagt drenert med ein oljeproducent. Hanz er planlagt med to oljeproducentar og ein vassinjektor. Dei sju ledige slissane kan bli brukte til å bore opp tilleggsressursar frå Ivar Aasen-innretninga. Det er òg fleksibilitet på innretninga til å fase inn tilleggsressursar frå andre moglege førekomstar i området.

Kraftbehovet blir dekt frå Edvard Grieg-innretninga. Det går for seg utgreiing om ei samordna kraftløyving frå land for felta Dagny, Ivar Aasen og Edvard Grieg og for Johan Sverdrup-funnet. Foreløpige tal frå operatøren indikerer at kraft frå land kan vere lønnsamt, men ein endeleg beslutning om prosjektet vil bli tatt på eit seinare tidspunkt.



Figur 2.2 Skisse over planlagd utbyggingsløsning

Kjelde: Det norske oljeselskap ASA

Edvard Grieg-feltet skal kople seg til ei eventuell felles kraftløsning på Utsirahøgda på det tidspunktet denne er på plass, med mindre departementet av særskilde grunnar bestemmer noko anna. Edvard Grieg-innretninga vil såleis òg forsyne Ivar Aasen-feltet med kraft frå land. Den planlagde oppstarten for ei slik samordna kraft frå land-løsning er 2018.

Ivar Aasen-prosjektet utgjer utbygging av dei tre funna Ivar Aasen, West Cable og Hanz. Dei utvinnbare reservane for heile Ivar Aasen-prosjektet er berekna til 18,3 millionar  $\text{Sm}^3$  olje og 5,3 milliardar  $\text{Sm}^3$  gass. Til saman utgjer det 23,6 millionar  $\text{Sm}^3$  o.e., tilsvarende 148 millionar fat o.e. Planlagd produksjonsstart er fjerde kvartal 2016, og venta produksjonsperiode er 15 år.

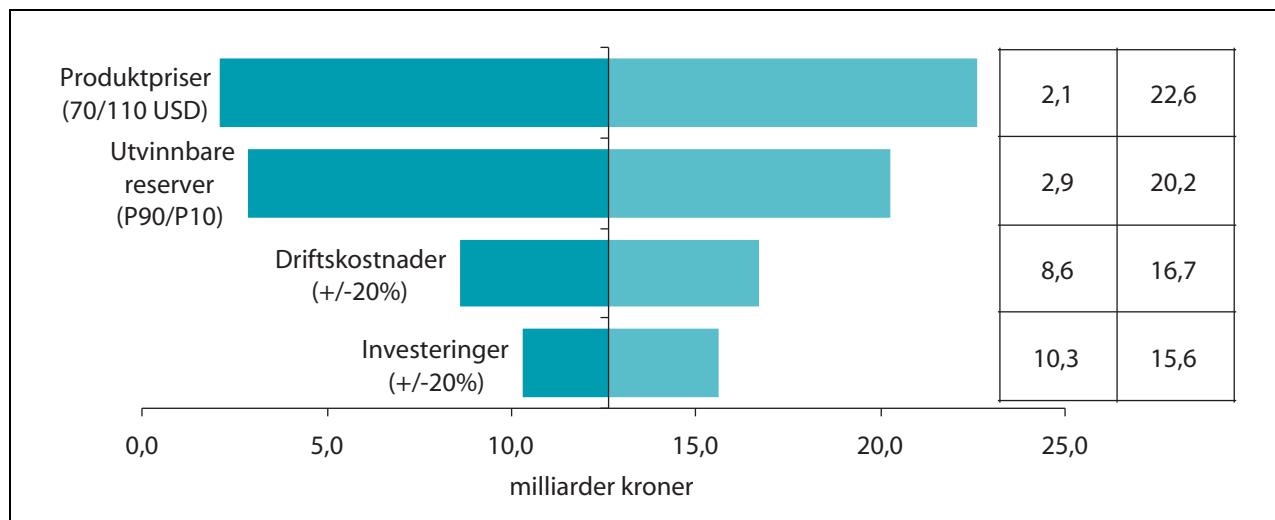
Produksjonskapasiteten for gass er 3,0 millionar  $\text{Sm}^3$  per dag og for olje 9000  $\text{Sm}^3$  per dag. Kapasiteten for vassinjeksjon er 28 000  $\text{Sm}^3$  per dag.

### 2.3 Investeringar og lønnsemd

Operatøren har berekna dei totale investeringane for Ivar Aasen-utbygginga til 24,7 milliardar 2012-kroner. Dei venta årlege driftskostnadene varierer, men vil i gjennomsnitt vere om lag 850 millionar 2012-kroner i driftsfasen, eksklusive tariffar.

Den økonomiske analysen til operatøren viser at Ivar Aasen-feltet har ein venta noverdi før skatt på 12,6 milliardar 2012-kroner.<sup>2</sup> Balanseprisen for prosjektet før skatt er 65,7 US-dollar per fat o.e. Operatøren har gjennomført sensitivitetsanalyser for endringar i driftskostnader, investeringar, prispåsettningar og utvinnbare reserver. Noverdien er mest sensitiv overfor endringar i produktprisane og utvinnbare reserver.

<sup>2</sup> Berekingane er gjorde med føresetnadene til operatøren med ein oljepris på 90 US-dollar per fat olje, ein gasspris på 1,9 kroner/ $\text{Sm}^3$  gass, ein valutakurs på 6 kroner/US-dollar og ei diskonteringsrente på 7 prosent.



Figur 2.3 Sensitivitetsanalysar

Kjelde: Det norske oljeselskap ASA / OED

## 2.4 Kontraktmessige plikter

Utbygginga av Ivar Aasen-feltet blir gjennomført i ein situasjon med høgt aktivitetsnivå i petroleums-sektoren. Det medfører at rettshavarane har behov for å inngå vesentlege kontraktmessige plikter før utbyggingsplanen er godkjend, for å sikre kapasitet hos leverandørindustrien og føresielege kostnader ved prosjektet.

I medhald av petroleumslova § 4-2 femte ledd skal ein ikkje inngå vesentlege kontraktmessige plikter før planen for utbygging og drift er godkjend, med mindre Olje- og energidepartementet samtykkjer i det. Eventuelle vesentlege kontraktmessige plikter som blir inngått før godkjenning av PUD, vil ha kanselleringsklausular. Samtykke til kontraktinngåing vil ikkje påverke myndighetene si behandling av utbyggingsplanane. Utbyggingsplanen vil bli vurdert uavhengig av inngåtte kontraktmessige plikter. Rettshavarane har det fulle ansvaret for økonomisk risiko som inngåing av kontraktar før godkjend PUD inneber, inkludert det at myndighetene kan endre eller la vere å godkjenne PUD.

Olje- og energidepartementet har samtykt i at rettshavarane har inngått kontraktmessige plikter på totalt 7,8 milliardar 2012-kroner for Ivar Aasen-prosjektet. Eksponeinga fram til venta PUD-godkjenning er 1,1 milliardar kroner, inkludert kanselleringskostnader.

## 2.5 Områdevurdering

Utbygginga av Ivar Aasen-feltet vil gjere det mogleg å utvikle og produsere nye ressursar i området.

Rettshavarane har identifisert fleire prospekt nær West Cable og Hanz. Desse prospekta har avgrensa ressurspotensial og varierende funnsannsynlegheit. Eit av desse prospekta er West Cable Nord. Avgjerd om eventuell boring av dette prospektet vil basere seg på erfaringane frå utvinning av West Cable. Alle prospekta kan nåast frå Ivar Aasen-innretninga eller frå havbotnramma på Hanz.

Ivar Aasen-innretninga har sju ledige brønns-lissar som kan bli brukte til å bore opp tilleggsressursar som er innanfor rekkjevidde frå Ivar Aasen-innretninga. Det er òg fleksibilitet på innretninga til å fase inn tilleggsressursar frå andre moglege førekomstar i området.

## 2.6 Disponering av innretningane

Nedstenging og disponering av innretningane og brønnane vil bli utført i samsvar med gjeldande regelverk på det aktuelle tidspunktet.

Ei endeleg løysing for disponering vil bli beskriven i avslutningsplanen, som skal leverast til myndighetene tidlegast fem år, men seinast to år før bruken av innretninga er venta å bli endeleg avvikla. Dei totale disponeringskostnadene for Ivar Aasen-feltet er estimerte til om lag 3,5 milliardar 2012-kroner.

### 3 Konsekvensutgreiing

#### 3.1 Innleiing

Konsekvensutgreiinga for Ivar Aasen-prosjektet har vore på offentleg høyring. Forslaget til program for konsekvensutgreiing blei sendt til høyringsinstansane 2. mars 2011. Basert på dette forslaget og kommentarar frå høyringsrunden fastsette Olje- og energidepartementet utgreiingsprogrammet 7. mai 2012. Operatøren utarbeidde deretter ei konsekvensutgreiing som blei sendt på høyring 21. september 2012 med høyringsfrist 16. november 2012. Ei oppsummering av merkna-dene til konsekvensutgreiinga med kommentarar frå operatørane ligg ved (jf. vedlegg 1).

Utbygginga er ikkje venta å ha negative konsekvensar av vesentleg grad for naturressursar og miljø. Investeringane i Ivar Aasen-prosjektet og inntektene til rettshavarane, leverandørane og staten vil ha positive verknader for samfunnet. Prinsippa i naturmangfaldlova §§ 8–10 er reflekterte, mellom anna gjennom departementet si vurdering av konsekvensutgreiinga, og vil bli følgde opp i gjennomføringa av prosjektet.

#### 3.2 Utslepp til luft

Dei totale utsleppa til luft for Ivar Aasen-feltet i utbyggingsfasen vil ifølgje operatøren vere om lag 91 000 tonn CO<sub>2</sub>, 1370 tonn NO<sub>x</sub> og 94 tonn nmVOC. Utsleppa stammar hovudsakleg frå boring og brønnoperasjonar, marine operasjonar og transportverksemd.

Utsleppa frå Ivar Aasen-feltet er venta å ville medføre årlege gjennomsnittlege utslepp på om lag 119 000 tonn CO<sub>2</sub>, 1100 tonn NO<sub>x</sub> og 293 tonn nmVOC i driftsfasen før feltet får kraft frå land. Det inkluderer kraftgenerering på Edvard Grieg-feltet, transportverksemd, fakling og testing av utstyr. Med ei kraft frå land-løysing på plass vil desse utsleppa bli reduserte til om lag 12 000 tonn CO<sub>2</sub>, 180 tonn NO<sub>x</sub> og 10 tonn nmVOC.

CO<sub>2</sub>-utsleppa vil vere omfatta av kvotesystemet for klimagassar, og det vil bli betalt CO<sub>2</sub>-avgift. NO<sub>x</sub>-avgift vil bli betalt som for andre utslepp frå petroleumssektoren.

Kraftbehovet for Ivar Aasen er estimert til maksimalt 25 MW og vil bli dekt frå Edvard Grieg-innretninga. Edvard Grieg-innretninga vil ha to gassturbinar som skal forsyne Edvard Grieg og Ivar Aasen med kraft frå produksjonsstart.

Kraft frå land er grundig vurdert for Ivar Aasen-feltet. Vurderinga inkluderer òg felte Edvard Grieg og Dagny. På oppdrag frå Oljedirek-

toratet utarbeidde dei tre operatørane ein rapport for ei samordna kraft frå land-løysing for desse tre moglege utbyggingane. Rapporten blei ferdigstilt i april 2011. I rapporten blei kraft frå land til Edvard Grieg-feltet og Ivar Aasen-feltet berekna til å ha ein tiltakskostnad på i overkant av 1500 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Dersom Dagny-feltet blei inkludert, ville tiltakskostnaden blitt redusert ned mot 700 kroner per tonn CO<sub>2</sub>.

Oljefunnet Johan Sverdrup blei påvist hausten 2010 i utvinningsløyve 501, seinare òg i utvinningsløyve 265. Som følgje av nye avgrensingsbrønner blei storleiken på Johan Sverdrup-funnet kraftig oppjustert hausten 2011. Det endra premisane for kraft frå land til dette området, og hausten 2011 bad derfor departementet rettshavarane om på nytt å studere sjansane for og konsekvensane av ei samordna kraft frå land-løysing for området. Statoil leier dette arbeidet, der rettshavarane i Johan Sverdrup-funnet og felte Dagny, Edvard Grieg og Ivar Aasen deltek. Dette prosjektet har ein framdriftsplan som inneber konseptval i 2013, investeringsavgjerd i 2014, installasjon til havs i 2017 og idriftsetjing i 2018.

Dersom departementet finn at ei samordna kraft frå land-løysing for den sørlege delen av Utsirahøgda skal realiserast, skal Ivar Aasen-feltet knytast til ei slik løysing, med mindre departementet av særskilde grunnar bestemmer noko anna.

#### 3.3 Utslepp til sjø

Det vil vere noko utslepp til sjø i samband med boring og ferdigstilling av brønnane på Ivar Aasen-feltet. Berre miljømessig akseptable stoff vil bli sleppte ut, det vil seie kjemikalier som ligg innanfor den grøne eller gule kategorien til Klima- og forureiningsdirektoratet (Klif). Det vil òg vere noko kjemikalieutslepp til sjø ved klargjering av røyrløysingar og i driftsfasen. Den eksakte kjemikaliebruken vil bli særleg behandla i Klif.

Produsert vatn er formasjonsvatn som følgjer med brønnstraumen frå reservoaret. Strategien som er vald for å handtere produsert vatn frå Ivar Aasen-feltet, er reinsing med best tilgjengeleg teknologi (BAT) og reinjeksjon. Det produserte vatnet vil bli reinsa til eit nivå som gjer at det tilfredsstillar utsleppskrava, dersom injeksjonsutstyret er utilgjengeleg og det produserte vatnet må sleppast ut til sjø.

Det er planlagt å nytte ein teknologi for å reinse oljebasert borekaks på boreriggen før utslepp til sjø. Denne teknologien har vore i bruk på britisk sokkel i fleire år, men ikkje på norsk

sokkel enno. Eit program for å vurdere miljøeffektane ved å bruke denne teknologien på Ivar Aasen-feltet er sett i gang. Skulle denne teknologien ikkje tilfredsstille dei gitte miljøkrava, vil ein alternativ metode for å handtere borekaks vere å sende det til land for vidare behandling. Resultata frå programmet vil bli inkluderte i utsleppssøkna den til Klif.

### 3.4 Arealbeslag og fysiske inngrep

Ifølgje operatøren vil Ivar Aasen-utbygginga skje i eit område med lite fiskeriaktivitet. Kartleggingane som er blitt gjennomførte, har ikkje, seier operatøren, identifisert korallar eller andre sårbare artar på sjølve feltlokasjonen.

Boreinnretningar og leggjefartøy vil utgjere eit mellombels arealbeslag i utbyggingsfasen. I driftsfasen vil det bli etablert ei tryggleikssone på 500 meter ut frå innretninga, men denne er ikkje venta å medføre nemneverdige negative konsekvensar for fiskeriverksemnda.

Rørleidningane og kablane frå Ivar Aasen-feltet vil vere overtrålbare, og dei er derfor ikkje venta å vere til ulempe for fiskeriaktiviteten i området.

### 3.5 Konsekvensar for samfunnet

Utbygginga vil i tillegg til skatteinntekter til staten føre til aktivitetar i samband med utbygging og produksjon og inntekter og sysselsetjing nasjonalt og regionalt. Av ei berekna investeringsramme på 24,7 milliardar 2012-kroner er norske leveransar i utbyggingsfasen estimerte til å kunne utgjere 50 prosent. I driftsfasen er dei norske leveransane berekna til 93 prosent av dei samla driftskostnadene.

Det er sannsynleg at det vil bli nytta forsyningsbase frå Stavanger-området. Helikoptertransport vil truleg skje frå Stavanger lufthamn, Sola. Driftsorganisasjon blir lagd til Trondheim.

## 4 Myndigheitene si vurdering av plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet

### 4.1 Vurderinga til Arbeidsdepartementet

Arbeidsdepartementet har lagt fram plan for utbygging, anlegg og drift av Ivar Aasen-feltet for Petroleumstilsynet, som har vurdert planane og komme med følgjande merknader:

Petroleumstilsynet har identifisert to tekniske løysingar som ikkje støttar krava i regelverket.

Petroleumstilsynet vurderer det slik at dei beskrivne tekniske løysingane for elektrisk kraftgenerering og brannvassforsyning ikkje møter krava i regelverket, jf. styringsforskrifta § 5 andre ledd om barrierar, innretningsforskrifta § 47 bokstav h om elektriske anlegg og § 36 andre ledd om brannvassforsyning. Det er teke opp med operatøren og vil bli følgt opp vidare.

Bustadkvarteret er dimensjonert med 70 enkle lugarar – 40 av dei med vendbare senger. Det norske stadfestar at maksimaltalet på personell om bord (POB) er 70. Den valde livbåtløysinga gir ein maks POB på 70 personar. Petroleumstilsynet vurderer det slik at den planlagde utnyttinga av bustadkvarteret med vendbare køyer ikkje kan utnyttast utan ei anna livbåtløysing.

I planane går det fram at det ikkje ligg føre ein avtale med nabolisensen PL 457. Petroleumstilsynet tar atterhald om at det ikkje gjerast endringar i konseptet som følgje av ein framtidig avtale med PL 457.

Arbeidsdepartementet viser til vurderingane til Petroleumstilsynet og har ingen merknader utover det.

### 4.2 Vurderinga til Oljedirektoratet

Ivar Aasen-prosjektet omfattar funna Ivar Aasen (Ivar Aasen-funnet), West Cable og Hanz. Den innleverte planen for utbygging og drift for Ivar Aasen omfattar berre den delen av Ivar Aasen-funnet som ligg i 001 B, i tillegg til West Cable i utvinningsløyva 001 B og 242 og Hanz i utvinningsløyve 028 B. Men Ivar Aasen-funnet strekkjer seg inn i utvinningsløyve 457 òg.

Det har vore diskusjonar knytte til den austlege utstrekninga av Ivar Aasen-funnet. Brønnane 16/1-16 og 16/1-16 A i utvinningsløyve 457, som blei ferdigstilt 1.1.2013, stadfesta at det var oljeresursar i dette utvinningsløyvet. Rettshavarane i utvinningsløyve 001 B og rettshavarane i 457 har motstridande syn på om desse ressursane er å rekne som éin førekomst. Den faglege vurderinga til Oljedirektoratet er at desse ressursane må reknast som éin førekomst.

Oljedirektoratet legg til grunn for vurderinga av PUD for Ivar Aasen-prosjektet at Ivar Aasen-funnet blir rekna som éin petroleumsførekomst.

### *Geologi og reservoar*

Oljedirektoratet har utført eit eige geologisk arbeid i vurderinga av PUD for Ivar Aasen, med særleg merksemd på å forstå utstrekninga av Ivar Aasen-funnet. Det er gjort ei intern kartlegging basert på beste tilgjengelege seismikk og relevante brønningar i området. Studien inkluderer tolking av Vestlandsgruppen med fokus på inndeling i Sleipner- og Huginformasjonane og utbreiing og avsetjingsmiljø av desse med tanke på reservoar-kvalitet.

I Ivar Aasen-funnet er det planlagt seks lange horisontale produksjonsbrønningar i oljesona, med perforering i alle formasjonar. Dei seks produksjonsbrønnane er spreidde ut i eit radialt mønster. Slik Oljedirektoratet vurderer det, gir modelleringa av dei fluviale avsetjingane i Sleipner- og Skagerrakformasjonane i reservoarmodellane ein forenkla og overoptimistisk representasjon av dei interne kommunikasjonsforholda, og produktiviteten i dei planlagde brønnane verkar derfor overvurdert. Oljedirektoratet ser behov for å optimalisere brønnplasseringa for utvinningsbrønnane i Sleipner- og Skagerrakformasjonane og foreslår vilkår knytte til det.

Dei seks horisontale produksjonsbrønnane på Ivar Aasen-funnet er plasserte i oljesona, med perforering i alle formasjonar. Brønnplasseringa er styrt av behovet for å unngå gasskoning frå gasskappa. Brønnane 16/1-16 og 16 A påviste olje utan gasskappe i den austlege delen av Ivar Aasen-funnet. For den austlege delen av Ivar Aasen-funnet vil den planlagde brønnplasseringa og utforminga mest truleg vere lite gunstig, og ho vil derfor måtte revurderast. Oljedirektoratet foreslår vilkår knytte til dette.

Operatøren har utført ein omfattande usikkerheitsanalyse av Ivar Aasen-funnet. Oljedirektoratet vurderer usikkerheitsspennet i ressursane mellom P90 og P10 til å vere lite for eit så komplekst reservoar som Ivar Aasen-funnet. Ressursgrunnlaget vil likevel auke som følgje av brønnane 16/1-16 og 16/1-16A i utvinningsløyve 457.

For West Cable og Hanz vurderer Oljedirektoratet det geofaglege og reservoartekniske grunnlaget for utvinninga av dette funnet som tilfredsstillande og har ingen innvendingar mot den planlagde utvinningsstrategien.

Auken i ressursgrunnlaget på Ivar Aasen-funnet som følgje av resultatane frå 16/1-16 og 16/1-16 A gjer det sannsynleg at utviklinga av Hanz kan bli skyvd ut i tid.

### *Utbyggingsløyving og produksjon*

Utbyggingskonseptet med tørre brønnehovud, fleksibilitet med omsyn til nye brønsslissar og høve til å soneisolere produksjonsbrønnane vil vere eit godt utgangspunkt for å gjere tiltak for å auke utvinninga for olje ut over forventingsverdien.

Oljedirektoratet vurderer den beskrivne utbyggingsløyvinga som tilfredsstillande.

Operatøren har opplyst om at det vil vere mogleg å nå ut til dei austlegaste delane av Ivar Aasen-funnet med brønningar bora frå Ivar Aasen-innretninga. Oljedirektoratet vurderer det likevel slik at det kan vere vanskeleg å oppnå optimal brønntforming og plassering i det austlegaste området.

Oljedirektoratet har spurt operatøren om konsekvensen av å flytte innretninga mot aust, sett i lys av at ressurstyngdepunktet no er forskyvd austover. Ifølgje operatøren vil flytting av innretninga innebere eitt års utsetjing av utbyggingsprosjektet, sidan undersøkinga av grunnforholda då må gjerast om igjen. Utsetjinga ville ha bidrege til redusert lønnsemd som følgje av utsett produksjonsoppstart. I tillegg ville det ha bidrege til å skape uvisse med omsyn til prosjektgjennomføringa.

Ressursane i utvinningsløyve 457 vil bidra til auka utnytting av kapasitetane på Ivar Aasen- og Edvard Grieg-innretninga. Ein eventuell auke av oljeprosesseringsskapasiteten vil innebere ei utsetjing av utbyggingsprosjektet. Uansett vil produksjonen frå Ivar Aasen vere styrt av dei avtalemessige avgrensingane i avtalen med Edvard Grieg dei første åra.

Rettskavarane har inngått kontraktar for om lag 7,8 milliardar 2012-kroner før PUD-godkjenning. Det kan bidra til å auke tryggleiken i kostnadsestimat og prosjektgjennomføring. Det vil likevel alltid vere uvisse knytt til kostnader og gjennomføring av større utbyggingsprosjekt, ikkje minst i ei tid med svært høgt aktivitetsnivå i petroleumsnæringa. Plassering av kontraktar i utlandet gir utfordringar for operatøren når det gjeld oppfølging i gjennomføringsfasen.

Ivar Aasen er det første store utbyggingsprosjektet for Det norske oljeselskap som operatør. Det vil gi ei ekstra utfordring som operatøren òg er merksam på. Selskapet vil etablere ein prosjektorganisasjon med 110–150 personar med eigne tilsette og innleigde konsulentar. I tillegg til å sikre seg personell med relevant erfaring vil det vere viktig å få etablert rutinar og styringssystem for prosjektorganisasjonen. Oljedirektoratet vurderer det likevel slik at etablering og samkøying av



ein så stor prosjektstab representerer ei stor utfordring for operatøren, og at det introduserer ekstra risiko i prosjektgjennomføringa. Oljedirektoratet føreset at andre rettshavarar bidreg med utbyggingserfaringane sine.

Oljedirektoratet vurderer den omsøkte måleløysinga for Ivar Aasen som tilfredsstillande.

Ivar Aasen vil få kraft frå Edvard Grieg-innretninga. Sidan kraft frå land ikkje vil vere etablert innan Edvard Grieg er venta å vere i drift, blir Edvard Grieg bygd ut med gassturbinar og generatorar. Edvard Grieg er pålagt å knyte seg til ei kraft frå land-løysing når denne er etablert, med mindre departementet av særskilde grunnar bestemmer noko anna. Ivar Aasen kjem dermed òg til å bli tilkopla kraft frå land. Oljedirektoratet meiner at Ivar Aasen vil ha ei god løysing med omsyn til utslepp til luft. Det er likevel ikkje gjennomført forhandlingar om korleis drifts- og anleggskostnadene skal fordelast. Oljedirektoratet tilrår derfor at det blir knytt eit vilkår om det.

Oljedirektoratet reknar den beskrivne disponeringsløysinga for Ivar Aasen som tilfredsstillande.

#### *Områdevurdering*

Oljedirektoratet har ingen innvendingar til kartlegginga av, ressursoverslaga eller funnsannsynlegheitene for prospekta innanfor utvinningsløyva 001 B, 028 B og 242. Den kraftige auken av ressursgrunnlaget i Ivar Aasen-funnet, og det prospektive området aust for funnet, som følgje av resultatane frå 16/1-16 og 16 A og prosessavgrensingane som følgjer av avtalen med Edvard Grieg, betyr likevel at ei innfasing av tilleggsressursar innanfor desse utvinningsløyva truleg vil bli utsett.

Oljedirektoratet gjennomførte sommaren 2012 ein områdestudie som omfatta oljepotensialet ved Utsirahøgda Sør utanom Edvard Grieg, 16/1-9 Ivar Aasen og 16/2-6 Johan Sverdrup. Resultata frå studien var primært eit innspel til Gasscos arkitektstudie for oljeeksportløysing for Utsirahøgda Sør hausten 2012.

Oppstart av produksjon frå eventuelle nye funn i utvinningsløyva 001 B, 028 B og 242 blei av Oljedirektoratet estimert til 2020. Det endra ressursbiletet på Ivar Aasen-funnet betyr at desse eventuelle innfasingane til Ivar Aasen truleg blir utsette.

#### *Lønnsemd*

Lønnsemdsvurderingane til operatørane, og Oljedirektoratet sine egne lønnssemdsvurderingar, viser at prosjektet er lønnsamt. Sensitivitetsanalyser stadfestar at prosjektøkonomien er robust nok. På bakgrunn av dette meiner Oljedirektoratet at det er samfunnsøkonomisk lønnsamt å bygge ut Ivar Aasen-feltet.

Det blir understreka at Oljedirektoratet i lønnssemdsberekningane ikkje har inkludert ressursane som blei påviste med avgrensingsbrønnane 16/1-16 og 16/1-16 A i utvinningsløyve 457. Denne ressursauken bidreg til at Ivar Aasen vil vere meir økonomisk robust enn det lønnssemdsberekningane til operatøren og Oljedirektoratet indikerer.

#### *Oljedirektoratet si tilråding*

Oljedirektoratet har vurdert PUD for Ivar Aasen både i eit ressursmessig og eit samfunnsøkonomisk perspektiv og tilrår at PUD for Ivar Aasen blir godkjend med vilkår.

### **4.3 Vurderinga til Olje- og energidepartementet**

Olje- og energidepartementet viser til at det er vurderinga til Arbeidsdepartementet at den planen som er lagt fram kan utviklast i tråd med krav i regelverket til arbeidsmiljø og sikkerheit.

Olje- og energidepartementet viser vidare til Oljedirektoratet si vurdering av plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet. Oljedirektoratet meiner at utbyggingsløysinga legg opp til ei tilfredsstillande utnytting av ressursane i Ivar Aasen-feltet, og at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsamt og robust nok.

Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet har hatt dialog med operatør om utbyggingsløysinga for Ivar Aasen-feltet før overlevering av plan for utbygging og drift. Formålet med denne dialogen har vore å sikre at den valde utbyggingsløysinga gir god ressursforvaltning og oppfyller krava frå myndigheitene.

Det er ikkje venta vesentlege miljøpåverknader som følgje av utbygginga av feltet. Utgreiingsplikta er vareteken gjennom feltspesifikk konsekvensutgreiing, send på høyring 4. oktober 2012. På denne bakgrunnen meiner Olje- og energidepartementet at konsekvensutgreiingsplikta etter petroleumslova er oppfylt. Prinsippa i naturmangfaldlova §§ 8-10 er reflekterte, mellom anna gjennom departementet si vurdering av konsekvensut-

greiinga, og vil bli følgde opp i gjennomføringa av prosjektet.

Energibehovet for Ivar Aasen-feltet ved oppstart blir dekt med kraft frå gassturbinar som er installerte på Edvard Grieg-innretninga. I tillegg er Ivar Aasen-innretninga klargjord for å kunne ta imot kraft frå land. Ivar Aasen-feltet inngår i eit prosjekt som Statoil leier, og som studerer ei større samordna kraft frå land-løysing til felta på den sørlege delen av Utsirahøgda. Dette prosjektet har ein framdriftsplan som inneber konseptval i 2013, investeringsavgjerd i 2014, installasjon til havs i 2017 og idriftsetjing i 2018. Olje- og energidepartementet følgjer dette prosjektet tett og legg til grunn at Ivar Aasen, via Edvard Grieg-innretninga, koplar seg til når kraft frå land er tilgjengeleg, med mindre departementet av særskilde grunnar bestemmer noko anna. Rettshavarane i Ivar Aasen skal dekkje den forholdsmessige delen sin av investerings- og driftskostnadene ved ei slik løysing. Det er derfor oppgitt vilkår knytte til det.

I tråd med Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* skal operatøren seinast to år etter at feltet er sett i produksjon, gjennomføre ein analyse av regionale og lokale ringverknader av utbygginga.

Den økonomiske analysen til operatøren viser at Ivar Aasen-feltet har ein venta noverdi før skatt på 12,6 milliardar 2012-kroner.<sup>3</sup> Balanseprisen for prosjektet før skatt er 65,7 US-dollar per fat o.e. Operatøren har gjennomført sensitivitetsanalyser for mellom anna endringar i driftskostnader, investeringar, prispåsettningar og utvinnbare reserver. Noverdien i prosjektet er mest sensitiv for endringar i prispåsettningane.

Basert på planene til operatøren og overslag frå Oljedirektoratet verkar utbygginga av Ivar Aasen-feltet som eit samfunnsøkonomisk lønnsamt og robust nok prosjekt som kan gjennomførast samtidig som omsyn til ytre miljøet og fiskeriinteresser blir tatt vare på.

Olje- og energidepartementet meiner på denne bakgrunnen at utbygginga av Ivar Aasen-feltet er eit økonomisk robust nok prosjekt som gir god samfunnsøkonomisk lønnsamd og bidreg til god ressursforvaltning. Aktiviteten som utbygging og drift av feltet skaper, og inntektene til staten, vil gi positive verknader for samfunnet. Dette er den første feltutbygginga og det første feltet som blir drifta frå Trondheim. Ved sida av Statoil

si verksemd i Trøndelag bidreg det til å styrkje petroleumsaktiviteten i denne landsdelen.

Samtidig med innleveringa av plan for utbygging og drift har operatøren på vegner av rettshavarane søkt Olje- og energidepartementet om å forlengje konsesjonstida for utvinningsløyva 001 B, 242 og 028 B. Olje- og energidepartementet vil fatte vedtak når søknaden er ferdigbehandla.

#### *Ivar Aasen-feltet og utvinningsløyve 457*

Departementet blei hausten 2012 gjort kjent med at Ivar Aasen-funnet i utvinningsløyve 001 B kunne strekkje seg inn i tilgrensande utvinningsløyve 457 i aust. Brønnane 16/1-16 og 16/1-16 A i utvinningsløyve 457, som blei avslutta 1.1.2013, stadfesta at det var hydrokarbon i dette utvinningsløyvet. Oljedirektoratet meiner at ressursane er å rekne som éin førekomst.

I samsvar med petroleumslova bestemmer departementet i tvilstilfelle kva som blir rekna som éin petroleumsførekomst. Basert på den faglege vurderinga til Oljedirektoratet, som blei gjort kjent for partane, og etter å ha vurdert innspel frå rettshavarane i utvinningsløyva 001 B og 457 gjorde departementet 15.2.2013 vedtak om at dei ressursane som var påviste i utvinningsløyve 457, gjennom brønnane 16/1-16 og 16/1-16 A, og dei ressursane som er omfatta av nyleg innsend PUD for Ivar Aasen i utvinningsløyve 001 B, må reknast som éin førekomst.

I tilfelle der ein petroleumsførekomst strekkjer seg over fleire utvinningsløyve, har rettshavarane plikt til å søkje samordning av ressursane. Ein avtale om samordning av ressursane (unitiseringsavtale) skal utarbeidast av rettshavarane og godkjennast av myndigheitene før det blir levert inn plan for utbygging og drift.

Olje- og energidepartementet vurderer det slik at ei utsetjing av myndigheitene si behandling av PUD for Ivar Aasen-feltet i påvente av ein endeleg avtale om samordning av ressursane (unitiseringsavtale) ikkje vil vere i tråd med sunne økonomiske prinsipp etter petroleumslova § 4-1.

Departementet viser til ein avtale inngått av rettshavarane i utvinningsløyva 001 B og 457, der det er semje om at ein endeleg avtale om å samordne ressursane (unitiseringsavtale) skal vere på plass innan 30.06.2014.

## **5 Konklusjonar og vilkår**

Olje- og energidepartementet vil godkjenne plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet i sam-

<sup>3</sup> Berekningane er gjorde med føresetnadene til operatøren med ein oljepriis på 90 US-dollar per fat olje, ein gasspris på 1,9 kroner/sm<sup>3</sup> gass, ein valutakurs på 6 kroner/US-dollar og ei diskonteringsrente på 7 prosent.

svar med planane som operatøren har lagt fram, dei merknadene som går fram av denne proposisjonen, og på følgjande vilkår:

1. Endeleg avtale om samordning av ressursane (unitiseringsavtale) mellom utvinningsløyva 001 B og 457 og fordeling av førekomsten 16/1-9 Ivar Aasen mellom desse utvinningsløyva skal vere utarbeidd og send til departementet innan 30.6.2014.
2. Fram til endeleg avtale om samordning av ressursane (unitiseringsavtale) er utarbeidd og send til departementet, skal rettshavarane i utvinningsløyve 001 B regelmessig informere rettshavarane i utvinningsløyve 457 om oppdatering av geofagleg og reservoarteknisk arbeid, ressursestimering, utvinningsstrategi og utforming og plassering av utvinningsbrønnar for førekomsten 16/1-9 Ivar Aasen.
3. Ein plan for avgrensing av førekomsten 16/1-9 Ivar Aasen, oppdatert plan for utvinning av førekomsten og grunnlaget for denne planen og oppdatert hovudplan for bore- og brønnaktiviteten skal leggjast fram for departementet til godkjenning innan 30.6.2014. Departementet krev retten til å stille vilkår til ei forsvarleg utnytting av ressursane, basert på framlegginga av dei oppdaterte planane.
4. Det må gjennomførast ei vurdering av kommunikasjons- og strøymingseigenskapane internt i Sleipner- og Skagerrakformasjonane for å utforme ein god utvinningsstrategi for desse formasjonane. Moglegheita for og den eventuelle gevinsten av formasjons- /interferenstestar i desse formasjonane skal inngå i vurderinga. Vurderinga skal leggjast fram for Oljedi- rektoratet innan 30.6.2014.
5. Rettshavarane i Ivar Aasen-feltet skal bidra aktivt i arbeidet med å greie ut ei samordna kraft frå land-løysing for den sørlege delen av Utsirahøgda. Rettshavarane i Ivar Aasen-feltet skal òg dekkje den forholdsmessige delen sin av kostnadene til utgreiinga.
6. Dersom departementet finn at ei samordna kraft frå land-løysing for den sørlege delen av Utsirahøgda skal realiserast, skal Ivar Aasen-feltet tilknytast ei slik løysing, med mindre departementet av særskilde grunnar bestemmer noko anna.
7. Dersom departementet finn at ei samordna kraft frå land-løysing for den sørlege delen av Utsirahøgda skal realiserast og Ivar Aasen-feltet skal tilknytast, skal rettshavarane i Ivar Aasen-feltet dekkje den forholdsmessige delen sin av investerings- og driftskostnadene ved ei slik løysing.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r

At Dykkar Majestet godkjenner og skriv under eit framlagt forslag til proposisjon til Stortinget om utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet.

---

Vi HARALD, Noregs Konge,

s t a d f e s t a r :

Stortinget blir bedt om å gjere vedtak om utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet i samsvar med eit vedlagt forslag.

---

## **Forslag**

# **til vedtak om utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet**

### I

Stortinget samtykkjer i at Olje- og energidepartementet godkjenner plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet.

---

## Vedlegg 1

# Operatørens gjennomgang av høringskommentarene til konsekvensutredningen for Ivar Aasen-feltet

Konsekvensutredning for Ivar Aasen og Eirin ble sendt ut 21. september 2012 til i alt 63 høringsinstanser. Høringsfristen var satt til 16. november 2012. Det ble sendt inn høringsuttalelse fra i alt 15 høringsinstanser. Høringsuttalelsene og operatørens merknader til disse er gjengitt under.

### **Statens Strålevern**

*Uttalelse:*

Strålevernet påpeker at Det norske også må ha tillatelse etter forurensningsloven til utslipp av radioaktiv forurensning fra Statens Strålevern før oppstart.

*Operatørens svar:*

*Søknad om eventuell radioaktiv forurensning vil bli utarbeidet og sendt Strålevernet i god tid før oppstart av feltet.*

*Uttalelse:*

Strålevernet minner om at også radioaktive utslipp inngår i nullutslippsmålet og at det fortsatt er stor usikkerhet knyttet til mulige langtidsvirkninger av utslippene av radioaktive stoffer i produsert vann og samvirkende effekter med kjemikalier som benyttes i olje- og gassvirksomheten.

*Operatørens svar:*

*Forhold knyttet til utslipp av radioaktive stoffer og eventuelle tiltak for å oppnå nullutslippsmålet vil bli omhandlet i søknad om tillatelse til virksomhet.*

*Uttalelse:*

Strålevernet viser til at det våren 2012 ble startet et utredningsarbeid for å se på mulige renseteknologier som kan redusere utslippene av radioaktive stoffer i produsert vann, som koordineres av Norsk olje og gass. Strålevernet mener at Det norske bør vurdere å delta i en eventuell videreføring av dette prosjektet.

*Operatørens svar:*

*Dette vil bli tatt opp til vurdering.*

*Uttalelse:*

Strålevernet minner om at radioaktivt avfall skal håndteres i henhold til avfallsforskriften kapittel 16. Dette gjelder også radioaktive avleiringer som er omtalt i kapittel 5.4.7 i konsekvensutredningen.

*Operatørens svar:*

*Ved behov vil det bli utarbeidet prosedyrer og retningslinjer for håndtering av radioaktivt avfall (herunder radioaktive avleiringer) i henhold til forskrifter/ retningslinjer fra Strålevernet, samt i henhold til avfallsforskriften kapittel 16.*

### **Kystverket**

*Uttalelse:*

Kystverket har ingen særskilte merknader til konsekvensutredningen. Til tross for noe skipstrafikk i området, er det totale arealbeslaget relativt lite og den eksisterende skipstrafikken vil enkelt kunne tilpasse seg den nye aktiviteten. Nødvendige sjøsikkerhetstiltak for å redusere faren for kollisjon synes å være hensiktsmessig ivaretatt.

*Operatørens svar:*

*Uttalelsen tas til etterretning.*

### **Kartverket**

*Uttalelse:*

Kartverket opplyser at de generelt er interessert i å bli informert om innsamling av dybde data i norske hav- og kystområder, og ønsker å få tilgang til alle innsamlede data, uavhengig av innsamlingsformål.

Operatørens svar:

*Det norske vil ta kontakt med Kartverket for å avklare om innsamlede dybde- og traséundersøkelsene i området ved Ivar Aasen er av interesse.*

### Landsorganisasjonen (LO)

Uttalelse:

LO registrerer og støtter rettighetshavernes plan for en ilandføring av stabilisert olje til Sture-terminalen. LO forutsetter at spørsmålet om elektrifisering av det tre feltene Ivar Aasen, Edvard Grieg og Johan Sverdrup vil omfatte en grundig vurdering av kraftsituasjonen der kraften skal hentes og konsekvensene for krafttilgangen og kraftprisen i det aktuelle området.

Operatørens svar:

*Tilknytningspunkt på land og konsekvenser for kraftsituasjonen på land er omtalt i «Melding med forslag til utredningsprogram» for Utsirahøyden elektrifiseringsprosjekt (Statoil mars 2012) og vil bli belyst i den kommende konsekvensutredningen.*

### Direktoratet for naturforvaltning (DN)

Uttalelse:

DN har tidligere påpekt at alle arealbeslag og eventuelle miljøkonsekvenser ved samordnet utbygging blir diskutert.

Operatørens svar:

*Konsekvensutredningen omtaler arealbeslag og miljøkonsekvenser av rørledninger og kabler på Ivar Aasen-feltet inkludert rør og kabler til Edvard Grieg-feltet. Det er videre gitt henvisninger til konsekvensutredningen for Edvard Grieg-feltet som omtaler felles eksportørledninger. Det norske mener at disse konsekvensutredningene kan sees i sammenheng når det totale bildet skal vurderes.*

Uttalelse:

DN etterlyser en presentasjon av påvist bunnfauna og habitater fra borestedsundersøkelser og traséundersøkelser i det berørte området, og etterlyser at resultater fra borestedsundersøkelser og traséundersøkelser legges til grunn for den videre planlegging og utbygging.

DN skriver også at de mener at dersom grunnlagsundersøkelsen som ble gjennomført sommeren 2012 tilfører ny informasjon om bunnfauna og habitater, må disse legges til grunn for vurderinger av konsekvenser som følge av aktiviteten, samt planlegging av rørtraséer og andre innretninger.

Operatørens svar:

*I konsekvensutredningen er det gitt en kort omtale av bunnforhold og fauna/habitater. Det er foreløpig ikke identifisert noen sårbare bunnhabitater som krever særskilte løsninger med hensyn til plassering av innretninger. Når resultatene fra grunnlagsundersøkelsen sommeren 2012 foreligger, vil dette sammen med resultatene fra tidligere kartlegginger legges til grunn for mer detaljerte vurderinger av bunnfauna og habitater som grunnlag for videre planlegging og utbygging. Resultater og vurderinger vil bli presentert i søknad om tillatelse til virksomhet for boring, installasjon/rørlegging og drift. Det planlegges også for nye møter med Klima- og forurensningsdirektoratet (KLIF) i forkant av innsending av søknad hvor denne informasjonen vil bli presentert og diskutert.*

Uttalelse:

Siden det foreløpig ikke er gjennomført helhetlige miljøvurderinger av de to alternativene for håndtering av borekaks, velger DN å ikke kommentere utslipp til sjø i denne omgang.

Operatørens svar:

*Dette tas til etterretning. Valg av løsning vil bli basert på helhetlige vurderinger i samråd med eier av riggen, Maersk Drilling. Det pågår også studier i samarbeid med andre operatører under ledelse av Norsk olje og gass (tidl. OLF) som skal frembringe nødvendig dokumentasjon for å kunne velge beste løsning for håndtering av borekaks.*

Uttalelse:

DN mener vurderingene rundt miljørisiko for fisk og bunnfauna burde vært bedre. Eksempelvis kunne det vært redegjort for miljørisikoen for tobis ved et akuttutslipp. DN skriver at selv om KU for Ivar Aasen-feltet beskriver at feltet ikke ligger i noen av gyte-/overvintringsområdene til tobis, kan det ikke utelukkes at influensområdene ved et akuttutslipp omfatter tobis-områder.

Operatørens svar:

*I forbindelse med søknad om tillatelse til virksomhet til KLIF vil det bli gjennomført detaljerte miljørisiko- og beredskapsanalyser for Ivar Aasen-feltet. Som del av dette vil det bli gjennomført oljedriftsberegninger som vil vise mulig spredning på sjøoverflaten og i vannsøylen. På grunnlag av dette vil det bli gjort grundigere vurderinger av miljørisikoen for bla fisk og bunnfauna.*

Uttalelse:

DN anser det som positivt at konsekvenser for fugl av belysning på plattform er tatt inn i KU, og at det gjennomføres studier for å se på hvordan belysningen kan tilpasses for eventuelt å redusere mulig påvirkning.

Operatørens svar:

*Det norske tar dette til etterretning. Resultater fra studiene vil bli presentert i søknad om tillatelse til virksomhet til KLIF.*

### Norges Fiskarlag

Uttalelse:

Fiskarlaget har primært krevd at det ikke slippes noe til sjø som kan antas ha konsekvens for det marine miljø. Dette betyr at der en ikke har helt sikker kunnskap om at de kjemikalier som inngår i borevæske, så tillates det ikke utslipp til sjø.

Ved at det legges opp til utslipp fra «topphull», forventer Norges Fiskarlag at det ikke er kjemikalier som kan ha bioakkumulering i borevæskene som skal benyttes.

Operatørens svar:

*I søknad om tillatelse til virksomhet til KLIF vil det bli beskrevet typer og mengder av kjemikalier i borevæske som planlegges sluppet ut til sjø. Disse kjemikalierne vil være av typen grønne/PLONOR eller gule (miljøakseptable) og vil være lite giftige og ikke ha bioakkumuleringspotensiale, og de vil være lett nedbrytbare. Således planlegger Det norske for at utslippene ikke vil ha konsekvenser for det marine miljø.*

Uttalelse:

Det planlegges bruk av oljebasert borevæske i de dypere seksjoner. Norges Fiskarlag vil tilrå at borekaks med vedheng av oljebasert borevæske

enten reinjiseres eller tas til land. Rensing og utslipp til sjø fra plattform, ser vi på som et dårlig alternativ, særlig ut fra at det ikke er noen stor kostnadsbesparelse.

Operatørens svar:

*Valg av løsning for håndtering av borekaks med vedheng av oljebasert borevæske vil bli basert på helhetlige miljøvurderinger. Utslipp av rensert borekaks vil bare være en aktuell løsning dersom det kan dokumenteres at utslippet ikke vil ha negative virkninger for det marine miljøet. Utslipp av rensert borekaks vil etter de analyser som er foretatt hittil medføre store reduksjoner i driftsutgifter knyttet til håndtering av borekaks.*

Uttalelse:

Området må i hovedsak omtales som et område for pelagiske fiskeri, om en legger til grunn tidligere fangsregistreringer. Det er imidlertid viktig å ta hensyn til at det har vært tatt fangster av bunnfisk, og siden fisket er en svært dynamisk aktivitet, kan bunnfiskeri kunne bli aktuelt på et senere tidspunkt i nærområdet. Aasen-feltet ligger i nærheten av andre utbygde felt, noe som kan bidra til at fisket etter bunnfisk velger andre områder.

Operatørens svar:

*Konsekvensutredningen konkluderer med at arealbeslaget som følge av innretningene på Aasen-feltet er svært lite, og vil ikke medføre nevneverdig ulempe for et eventuelt bunnfiske. Avstanden til den nærmeste innretningen, Edvard Grieg, vil bli ca 10 km Sikkerhetssonen rundt innretningene vil være 500 m.*

Uttalelse:

Norges Fiskarlag forventer at det ved valg av utbyggingsløsning, også gjøres en vurdering for enkel fjerning av installasjoner, da også rørledninger. Graves rørledningene allerede nå ned, og da så dypt at det ikke vil forekomme «erosjon» som frigjør disse på et senere tidspunkt, vil de trolig ikke bli til hinder for fiskeriene.

Operatørens svar:

*I henhold til gjeldende regelverk vil innretningene på feltet bli fjernet. Alle brønner vil bli plugget og etterlatt i henhold til gjeldende regler. I samsvar med dagens praksis vil rørledninger og kabler som*

*ligger nedgravd i havbunnen bli etterlatt etter rengjøring og forsvarlig sikring av endene. Det vil bli utarbeidet en egen konsekvensutredning for avslutning og fjerning av innretningene på feltet.*

### **Fiskeridirektoratet**

*Uttalelse:*

Når det gjelder rørledningene mellom Aasen og Grieg, finner Fiskeridirektoratet at det er positivt at det i hovedsak planlegges med å grave disse ned, og at det planlegges med å bruke dynamisk posisjonerte leggefartøyer.

*Operatørens svar:*

*Det norske tar til etterretning tilbakemelding på at vi har valgt en god løsning.*

*Uttalelse:*

Fiskeridirektoratet stiller spørsmål ved at rørledningene kan bli liggende eksponert på sjøbunnen i inntil 12 måneder før de blir grøftet, og ber om at det sikres at rørledningene er overtrålbare også i denne perioden. Vi ber også om at omfanget av frie spenn og steindumping reduseres mest mulig.

*Operatørens svar:*

*Det norske vil grøfte rørledningene i forbindelse med leggearbeidet, slik at det ikke vil være en lengre periode hvor rørledningene blir liggende eksponert på sjøbunnen. Steindumping vil bli redusert til et minimum, men vil være nødvendig der hvor rørledningen krysser Langeledrørledningen og telekabelen mellom Sleipner og Grane.*

*Uttalelse:*

Fiskeridirektoratet ser med bekymring på at rørledninger og kabler som ligger nedgravd i havbunnen blir etterlatt etter rengjøring og sikring av endene, i og med at disse over tid kan komme opp over havbunnsoverflaten og skape hefter for fiske med bunnredskaper. Slike hefter kan også utgjøre en potensiell sikkerhetsrisiko. Vi ber derfor om at det utredes plan for fjerning av alle rør og kabler ved avslutning av feltet.

*Operatørens svar:*

*Det vil bli utarbeidet en egen konsekvensutredning for nedstengning og fjerning av innretningene på*

*feltet. Denne vil bli utarbeidet når feltets levetid nærmer seg slutten.*

*Uttalelse:*

Fiskeridirektoratet synes konsekvensutredningen er dekkende mht. beskrivelse av fiskeriene og mulige konsekvenser for fiskeriene, men påpeker at fiskeriene er dynamiske og vil kunne endre seg over tid samt at fastkjøring i rørledninger vil kunne utgjøre en sikkerhetsrisiko for det aktuelle fartøyet.

*Operatørens svar:*

*Det norske vurderer det slik at med de tiltak som er planlagt mht rørledninger (grøfting, nedgraving, tildekking) vil rørledningene ikke innebære noen sikkerhetsrisiko eller ulempe for fiskeriene.*

### **Norges Rederiforbund**

*Uttalelse:*

Norges Rederiforbund forutsetter at utbyggingen av Ivar Aasen feltet vil bli foretatt etter beste praksis, at alle nødvendige miljømessige forhåndsregler tas, og at de løsningene som velges ivaretar behovet for sikker drift, både for mennesker og miljø.

*Operatørens svar:*

*Det norske har etablert et styringssystem hvor hensynet til helse, miljø og sikkerhet er gitt høyeste prioritet, og som sikrer at feltet vil bli bygget ut i henhold til gjeldende forskrifter og standarder. Dette innebærer blant annet helhetlige miljøvurderinger og valg av Beste tilgjengelige teknikker (BAT).*

*Uttalelse:*

Norges Rederiforbund forventer at man tar hensyn til feltets plassering i forhold til det etablerte seilingsmønsteret og gjør de nødvendige grep for å hindre hendelser i forhold til skipstrafikken i området.

*Operatørens svar:*

*Som del av planleggingen av feltutbyggingen er det gjennomført detaljerte skipskollisjonsstudier som er basert på tilgjengelige data på seilingsmønster og –ruter. Tiltak vil bli gjennomført for å redusere ulempe og hendelser, herunder trafikkovervåking og varslingsystemer.*



**Fiskebåtredernes Forbund (Fiskebåt)***Uttalelse:*

Av hensyn til klimaet og miljøet i Nordsjøen som er sterkt belastet fra før av, antar derfor Fiskebåt at utbyggingen av lisensene PL001b, PL028b og PL242 ikke iverksettes før det er klart at elektrifisering er mulig og kan etableres.

*Operatørens svar:*

*Ivar Aasen-utbyggingen vil drives med elektrisk kraft uansett hva utfallet blir av Utsirahøyden elektrifiseringsprosjekt som omfatter feltene Ivar Aasen, Edvard Grieg, Dagny/Eirin og Johan Sverdrup.*

*Uttalelse:*

Fiskebåt vil kreve at all borekaks med oljebasert borevæske må bringes til land. Dette synes å være den sikreste og beste måten å håndtere borekaks på.

*Operatørens svar:*

*Det norske vil, i henhold til gjeldende regelverk og etablert praksis, foreta grundige vurderinger av operasjonelle løsninger, økonomi og forhold knyttet til helse, miljø og sikkerhet, som grunnlag for en helhetsvurdering og for å kunne velge løsninger som er å anse som Beste tilgjengelige teknikker (BAT).*

*Uttalelse:*

Fiskebåt er urolig for langtidsvirkningene på grunn av de enorme utslippene av produsert vann som har pågått i mange år, og vil derfor kreve at det forskes videre på dette.

*Operatørens svar:*

*Det er gjennomført en rekke forskningsprosjekter i regi av Norges Forskningsråd og operatørene (bla. PROOF og PROOFNY), og forskningen vil videreføres på mulige langtidsvirkninger av produsert vann (herunder alkylfenoler). Dessuten omfatter den regionale overvåkingen også mulige langtidsvirkninger. Ivar Aasen vil reinjisere produsert vann. Utslipp vil derfor bare forekomme ved driftsproblemer på injeksjonsanlegget.*

*Uttalelse:*

Fiskebåt frykter at bunnhabitater vil skades/ødelegges og ha negativ betydning for fiskebestan-

dene i det aktuelle området som følge av utslipp av vannbasert borekaks ved boring av topphullene. Fiskebåt vil derfor kreve at også denne type borekaks fraktes til lands.

*Operatørens svar:*

*Forskning som er gjennomført over mange år, samt miljøovervåking som er gjennomført i vannsøyle og av bunnsedimentene rundt plattformene i en årrekke, har ikke kunnet sannsynliggjøre at utslipp av vannbasert borekaks har noen negative effekter for bunnhabitater (eller fiskebestander). Det vil derfor være et miljømessig lite forsvarlig tiltak å bringe dette kakset til land, da dette medfører negativ miljøpåvirkning knyttet til håndtering, transport og deponering på land.*

*Uttalelse:*

Fiskebåt påpeker at det vil kunne bli utstrakt fiskerivirksomhet gjennom hele året i de kommende årene etter øyepål, også til dels i området for lisensene.

*Operatørens svar:*

*Det norske tar dette til etterretning.*

**Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif)***Uttalelse:*

Det er Klifs vurdering at KU dekker flere av de viktigste elementene når det gjelder ytre miljø. Miljøvurderinger knyttet til de ulike konseptalternativene kunne imidlertid vært synliggjort bedre. Viktigheten av å synliggjøre dette i KU ble også påpekt i våre kommentarer til programmet for KU.

*Operatørens svar:*

*I planleggingsprosessen har det vært vurdert en rekke ulike konseptalternativer. De hovedløsningene som har vært aktuelle har alle innebæret en robust og enkel løsning som både bidrar til god prosjektøkonomi og god miljømessig løsning ved at omfanget av installasjoner og arealbeslaget blir minst mulig. Andre løsninger ville innebære en dårligere miljømessig løsning. Mulige alternative løsninger av valgt hovedkonsept er ikke redegjort for i nærmere detalj fordi det ikke er åpenbare miljømessige forskjeller mellom dem.*

*Uttalelse:*

Klif savner en helhetlig vurdering av de ulike alternativene for håndtering av borekaks som bedre synliggjør hvorfor injeksjon av kaks er forkastet som løsning. Vi ber derfor Det norske sende en slik vurdering til Klif, som synliggjør kostnader og utslipp til sjø og luft knyttet til de ulike alternativene, før PUD godkjennes.

*Operatørens svar:*

*Det norske har oversendt informasjon til KLIF som viser hvilke vurderinger som er gjort mht reinjeksjon av borekaks, samt vurderinger av de øvrige alternativene for håndtering av borekaks. Det norske er fremdeles i dialog med KLIF om disse vurderingene.*

*Uttalelse:*

Klif savner en vurdering av muligheten for lukket hydraulikk-system. Vi ser ikke åpne hydraulikk-system som et miljømessig stort problem, men vi forutsetter at komponentene i hydraulikkvæsken som Det norske planlegger å benytte vil ha minst mulig potensial for miljøskade.

*Operatørens svar:*

*Det norske har vurdert lukket versus åpent hydraulikk-system. Lukket system er vesentlig mer komplekst med større sannsynlighet for feil og behov for vedlikehold, og med en dertil risiko for utslipp. Utslippene ifm åpent system vil være begrensede, og hydrauliske væsker i et åpent system vil bli vannbaserede og kun inneholde grønne evt. gule komponenter.*

*Uttalelse:*

Det fremkommer av KU at det er nødvendig å injisere vann på Aasen for å opprettholde reservoartrykket. Produsert vann vil injiseres og brukes som trykkstøtte. I begynnelsen av feltets levetid er mengden produsert vann liten, og det er derfor nødvendig å injisere sjøvann. Klif forventer at Det norske gjør tilstrekkelig tiltak for å sikre en god overgang fra å benytte sjøvann til å benytte produsert vann som trykkstøtte.

*Operatørens svar:*

*Produsert vann og sjøvann vil blandes for injeksjon også i starten av feltets levetid, deretter vil mengden*

*produsert vann gradvis øke, mens mengden sjøvann til injeksjon vil gradvis avta. Det vil derfor ikke være noen overgangsproblematikk knyttet til injeksjon av vann.*

*Uttalelse:*

Klif forventer at Det norske gjennomfører en fullstendig miljørisiko- og beredskapsanalyse før søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven sendes til Klif. Aasen oljen bør legges til grunn for analysen. Vi forventer at dispergering inngår som en del av miljørisiko- og beredskapsanalysen i lik linje med mekanisk beredskap.

*Operatørens svar:*

*Det norske kan bekrefte at dette vil bli gjort, slik som beskrevet i konsekvensutredningen. Det er gjennomført studier av Aasen oljens forvitringsegenskaper, og resultatene fra dette vil bli benyttet i miljørisiko- og beredskapsanalysen. Forvitringsstudien omfatter også analyser av Aasen oljens dispergeringsegenskaper. Dette viser at oljen har stort potensiale for bruk av dispergeringsmidler, og Det norske vil etablere en oljevernberedskap hvor bruk av dispergeringsmiddel vil være et tiltak på lik linje med mekanisk bekjempelse.*

*Uttalelse:*

KU mangler en beskrivelse av hvilke løsninger som er valgt for å sikre at akutt forurensning blir oppdaget så tidlig som mulig. Vi forutsetter at systemet planlegges for å et så tidlig tidspunkt som mulig slik at systemet kan optimaliseres for utbygging av Ivar Aasen. Klif forutsetter at løsningen presenteres for oss i god tid før søknad om tillatelse etter forurensningsloven sendes inn.

*Operatørens svar:*

*Det norske planlegger gjennomføring av en fjernmålingsanalyse som både vil omfatte deteksjon av utslipp samt systemer og rutiner for overvåking og kartlegging av et oljeutslipp (drift og spredning av olje på sjø, nedblanding av olje i vannsøylen, effekter av olje i miljøet). Resultatene fra denne analysen vil inngå som en integrert del av beredskapsanalysen for Ivar Aasen-feltet.*

**Miljøverndepartementet (MD)***Uttalelse:*

MD viser til høringsuttalelsene fra KLIF, Statens Strålevern og Direktoratet for naturforvaltning, og har forøvrig ingen merknader.

*Operatørens svar:*

-

**Nasjonalt institutt for ernærings- og sjømatforskning (NIFES)***Uttalelse:*

NIFES registrerer at konsekvensene for mattrygghet av utilsiktede oljeutslipp og utslipp i forbindelse med ordinær drift ikke er vurdert i denne utredningen. Vi mener at dette er et viktig aspekt som bør inkluderes i fremtidige utredninger.

*Operatørens svar:*

*Det norske vil vurdere å inkludere dette i kommende utredninger. Imidlertid mener Det norske at de kjemikalier som vil bli benyttet under boring og i driftsfasen ikke vil kunne medføre akkumulering av skadelige stoffer i sjømat. Videre mener vi at, slik NIFES selv påpeker i sin høringsuttalelse, at oljeforbindelser i svært liten grad oppkonsentreres i marine organismer, men brytes ned relativt raskt (bla. av bakterier) og skilles raskt ut (bla. hos fisk).*

**Justis- og beredskapsdepartementet***Uttalelse:*

Ingen merknader.

*Operatørens svar:*

-

**Utenriksdepartementet***Uttalelse:*

Ingen merknader.

*Operatørens svar:*

-

**Fylkesmannen i Rogaland***Uttalelse:*

Det vil i nær fremtid bli tatt kontakt med Det norske oljeselskap i forbindelse med prosjektering og bygging av boligkvarteret på Aasen – plattformen. Ellers har Fylkesmannen ingen innvendinger mot konsekvensutredningen.

*Operatørens svar:*

*Det norske tar dette til etterretning.*

---

---