



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Prop. 88 S

(2011–2012)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

Utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet

Innhold

1	Sammendrag	5	4	Myndighetenes vurdering av plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet	13
2	Hovedtrekk i plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet .	8			
2.1	Innledning	8	4.1	Arbeidsdepartementets vurdering	13
2.2	Utbyggingsløsning og produksjon	8	4.2	Oljedirektoratets vurdering	13
2.3	Eksportløsninger	9	4.3	Olje- og energidepartementets vurdering	14
2.4	Investeringer og lønnsomhet	9			
2.5	Områdevurdering	9	5	Konklusjoner og vilkår	17
2.6	Disponering av innretningene	10			
3	Konsekvensutredning	11		Forslag til vedtak om utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet	18
3.1	Innledning	11			
3.2	Utslipp til luft	11			
3.3	Utslipp til sjø	12			
3.4	Arealbeslag og fysiske inngrep	12			
3.5	Samfunnsmessige konsekvenser og ringvirkninger	12			
			Vedlegg		
			1	Operatørens gjennomgang av høringskommentarene til konsekvensutredningen	19

Prop. 88 S

(2011–2012)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

Utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet 13. april 2012,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Stoltenberg II)*

1 Sammendrag

På vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelse 338 har operatøren Lundin Norway AS overlevert plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet. Rettighetshaverne er Lundin Norway AS (50 pst.), Wintershall Norge ASA (30 pst.) og RWE Dea Norge AS (20 pst.).

Feltet har fått navnet Edvard Grieg, en mann som ga Norge et nasjonalt og internasjonalt tonepråk og bidro til nasjonens identitet. Rettighetshaverne har frem til nå omtalt dette funnet som Luno.

Edvard Grieg-feltet ligger i den midtre delen av Nordsjøen i blokk 16/1 om lag 180 kilometer vest for Stavanger. Havdypet ved feltet er 109 meter. Det ble påvist i 2007. Feltet planlegges bygget ut med en bunnfast innretning med brønner, prosessanlegg, hjelpesystem og boligkvarter. Det er foreslått en eksportløsning for olje via Grane Oljerør til Stureterminalen. Løsning for gasseskport vil være via Sleipner eller SAGE (Scottish Area Gas Evacuation).

På oppdrag fra Olje- og energidepartementet vurderer Gassco for tiden alternative evakueringsløsninger for olje og gass på nytt for denne delen av Utsirahøyden i lys av det store funnet Johan

Sverdrup. Endelig eksportløsning for olje og gass med plan for anlegg og drift vil bli fremlagt for, og behandlet av Kongen i statsråd høsten 2012.

Det har fremkommet at det er betydelige samordningsgevinster og kostnadsbesparelser ved en samordnet utbyggingsløsning for Edvard Grieg-feltet og nabofunnet Draupne. Rettighetshaverne i de to utvinningstillatelsene har derfor inngått en avtale om en samordnet utbygging som legger til rette for at produksjonen fra en fremtidig Draupne-innretning kan sluttprosesser og eksporteres via innretningen på Edvard Grieg-feltet.

Utvinnbare reserver i feltet er anslått til 29,1 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter. Dette tilsvarer 183 millioner fat oljeekvivalenter. Om lag 90 pst. av de utvinnbare reservene er olje, mens resten er gass. Planlagt produksjonsstart er 4. kvartal 2015, og forventet produksjonsperiode er 20 år.

Totalt investeringer for utbyggingen er av operatøren anslått til 24,2 milliarder 2012-kroner. De forventede årlige driftskostnadene varierer, men vil i gjennomsnitt være om lag 800 millioner 2012-kroner i driftsfasen.

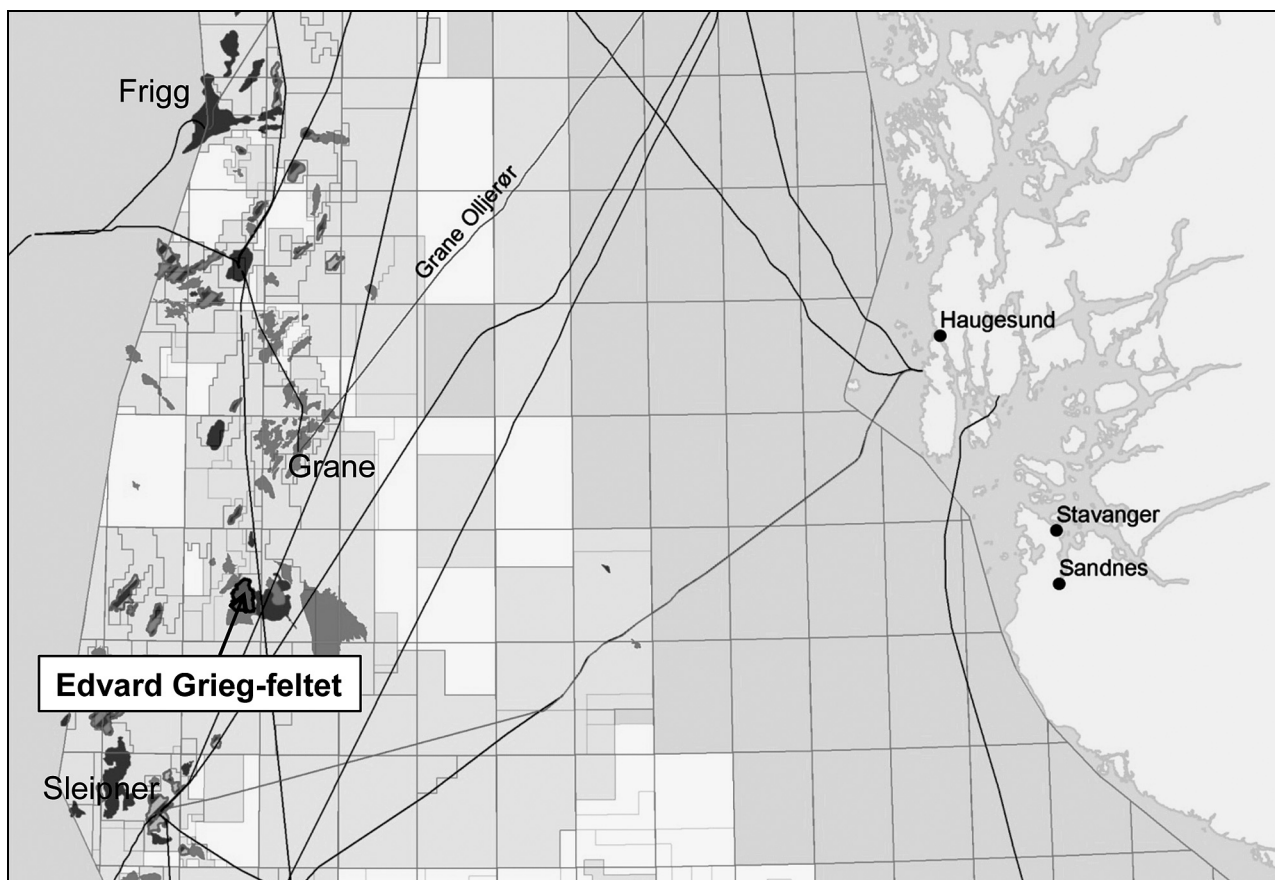
Operatørens økonomiske analyse viser at utbyggingen har en forventet nåverdi før skatt på 33,3 milliarder 2012-kroner¹. Balanseprisen for prosjektet før skatt er 42 US dollar per fat oljeekvivalenter.

Det er gjennomført konsekvensutredning for Edvard Grieg-feltet (daværende Luno). Konsekvensutredningen har ikke avdekket forhold som tilsier at prosjektet ikke bør gjennomføres eller at det bør gjennomføres avbøtende tiltak utover de som ligger til grunn i utbyggingsplanen. Prinsippene i naturmangfoldloven §§ 8-12 er reflektert, blant annet gjennom departementets vurdering av konsekvensutredningen.

Kraftbehovet til feltet dekkes med egenprodusert kraft. Tiltakskostnadene for en samordnet løsning for kraft fra land med Draupne er, i henhold til rapport utarbeidet av Statoil, Det norske og Lundin, vurdert til i overkant av 1 500 kroner per tonn CO₂. Tiltakskostnaden tilsier at tiltaket ikke er hensiktsmessig å gjennomføre for disse feltene alene.

En samordnet løsning, som også omfatter funnet Dagny, er også utredet. Inkluderes dette funnet vil tiltakskostnaden reduseres ned mot 700 kroner per tonn CO₂, avhengig av valgte utbyggingsløsninger for Draupne og Dagny. I lys av det store Johan Sverdrup-funnet i samme område har departementet bedt rettighetshaverne på denne delen av Utsirahøyden om på nytt å studere mulighetene for og konsekvensene av en samordnet kraft fra land-løsning for dette området. Statoil leder dette arbeidet og planlegger å etablere et grunnlag for investeringsbeslutning mot slutten av 2012. Rettighetshaverne i Edvard Grieg-feltet skal bidra aktivt i dette arbeidet og betale sin forholdsmessige andel av kostnadene ved utredningen. Dersom departementet finner at en samordnet kraft fra land løsning for området skal realiseres, skal Edvard Grieg-feltet tilknyttes en slik løsning med mindre departementet bestemmer noe annet. I så fall skal rettighetshaverne i Edvard Grieg-feltet dekke sin forholdsmessige andel av investerings- og driftskostnadene ved løsningen. Edvard Grieg-innretningen vil derfor bli tilrettelagt for å kunne ta i mot kraft fra land, dersom dette skulle bli en aktuell løsning i fremtiden.

¹ Beregningene er foretatt med en oljepris på 95 US dollar per fat olje, en valutakurs på 6 kroner/US dollar og en diskonteringsrente på 7 pst.



Figur 1.1 Beliggenhet for Edvard Grieg-feltet

Kilde: Oljedirektoratet

I tillegg til skatteinntekter fra produksjonen på Edvard Grieg-feltet vil utbyggingen og driften bidra til sysselsetting nasjonalt og regionalt. Det er sannsynlig at forsyningsbase og helikopterterminal legges til Stavanger, men kontrakter er ennå ikke tildelt. En fremskutt driftsenhet vil bli lokalisert i Stavangerområdet. En gruppe for operasjonell støtte vil samlokaliseres med operatørens hovedkontor på Lysaker i Akershus.

Planen for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet er forelagt Oljedirektoratet for vurdering. Oljedirektoratet vurderer prosjektet som samfunnsøkonomisk lønnsomt og anbefaler at utbyggingsplanen godkjennes på vilkår som fremgår av proposisjonen til Stortinget.

Planen er forelagt Arbeidsdepartementet, som har forelagt planen for Petroleumstilsynet. Petroleumstilsynet anbefaler at utbyggingsplanene godkjennes på vilkår som fremgår av proposisjonen til Stortinget. Arbeidsdepartementet legger Petroleumstilsynets vurderinger til grunn og har ingen merknader utover dette.

Basert på operatørens beregninger, anslag gjort av Oljedirektoratet og vurderinger gjort av Petroleumstilsynet fremstår utbyggingen av Edvard Grieg-feltet som et samfunnsøkonomisk lønnsomt og økonomisk robust prosjekt, som kan gjennomføres innenfor akseptable rammer med hensyn til sikkerhet, arbeidsmiljø, det ytre miljø og fiskeriinteresser.

2 Hovedtrekk i plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet

2.1 Innledning

Departementet mottok 19. januar 2012 en søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet. Lundin Norway AS er operatør for utbyggingen og overleverte søknaden på vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelse 338.

Rettighetshaverne som deltar i utbyggingen er Lundin Norway AS (50 pst.), Wintershall Norge ASA (30 pst.) og RWE Dea Norge AS (20 pst.).

Edvard Grieg-feltet ble påvist i 2007 og ligger om lag 60 km nordøst for Sleipner og 180 km vest for Stavanger. Havdypet i området er 109 meter. Planlagt produksjonsstart er 4. kvartal 2015, og forventet produksjonsperiode er 20 år.

2.2 Utbyggingsløsning og produksjon

Feltet planlegges bygget ut med en bunnfast produksjonsinnretning med prosessering av olje og gass. Innretningen vil ha 20 brønnsliiser, prosessanlegg, hjelpesystem og boligkvarter. Det er foreslått en eksportløsning for olje via Grane Oljerør til Stureterminalen. Løsning for gasseksport vil være via Sleipner eller SAGE (Scottish Area Gas Evacuation). Utvinningsbrønnene er planlagt boret med flyttbar borerigg. For å nå platåproduksjonen så tidlig som mulig planlegges det å forbore fem av brønnene.

Grunnlaget for utbyggingen av feltet er oljeresursene i forekomstene Edvard Grieg og Tellus. Utstrekningen av disse forekomstene vil danne grunnlaget for området som er omfattet av plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet. Det er planlagt to produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn i Tellus, og ni produksjonsbrønner og tre vanninjeksjonsbrønner i Edvard Grieg. Vanninjeksjon vil bli brukt for å holde trykket i reservoaret oppe.

Energibehovet dekkes av ved hjelp av to gass-turbiner på 30 MW hver med varmegjenvinning som dekker behovet både på Edvard Grieg-feltet og på Draupne og gir en total virkningsgrad på opp til 60 pst. Edvard Grieg-innretningen er tilret-

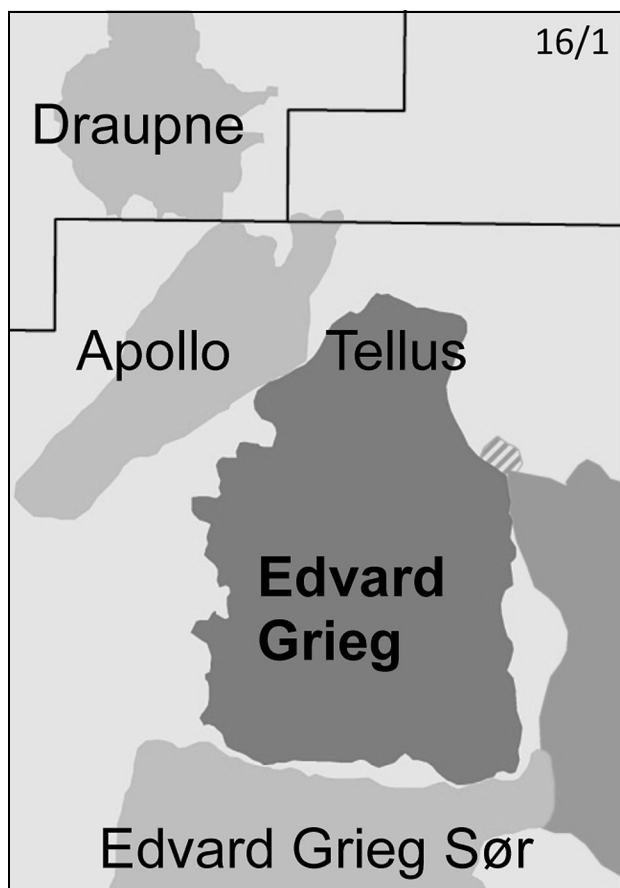


Figur 2.1 Skisse av Edvard Grieg-innretningen med oppjekkbar borerigg

Kilde: Lundin

telagt for kraft fra land, dersom dette skulle bli en aktuell løsning i fremtiden.

Utvinnbare reserver for Edvard Grieg-feltet er anslått til 29,1 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter. Dette tilsvarer 183 millioner fat oljeekvivalenter. Om lag 90 pst. av de utvinnbare reservene er olje, mens resten er gass. Planlagt produksjonsstart er 4. kvartal 2015, og forventet produksjonsperiode er 20 år. Innfasing av andre ressurser i området vil kunne forlenge denne. Den prosjekterte levetiden på innretningen er 30 år.



Figur 2.2 Kart over området rundt Edvard Grieg-feltet

Kilde: Oljedirektoratet

Edvard Grieg-innretningen er konstruert for en kapasitet for eksport av olje og gass på henholdsvis 14 300 standard kubikkmeter olje per dag og 2 millioner standard kubikkmeter gass per dag. Kapasiteten er ventet å øke ved tilknytning av ressurser med en høyere andel gass enn egenproduksjonen fra feltet. Ved tilknytning av produksjonen fra Draupne er kapasiteten forventet å øke til 20 000 standard kubikkmeter olje per dag og 4 millioner standard kubikkmeter gass per dag.

2.3 Eksportløsninger

Edvard Grieg-feltet inneholder i hovedsak olje, men også noe gass. Operatøren har modnet frem eksportløsninger for olje og gass som er tilpasset feltets egne behov samt behovene til Draupnefunnet. Det store oljefunnet Johan Sverdrup har imidlertid endret det fremtidige transportbehovet ut fra denne delen av Utsirahøyden. Det studeres derfor flere alternativer for å finne de beste løsningene i et helhetlig områdeperspektiv. Eksportløs-

ninger for både olje og gass med plan for anlegg og drift vil bli fremlagt for, og behandlet av Kongen i Statsråd høsten 2012.

Olje

Løsningen operatøren har arbeidet frem innebærer eksport av oljen til Stureterminalen gjennom en ny rørledning fra Edvard Grieg-feltet til et tilkoblingspunkt på Grane Oljerør. Løsningen innebærer investeringer på om lag 1,6 milliarder 2012-kroner. Det utredes også større eksportløsninger for å se om disse bedre kan ivareta områdehensynene. En mulig løsning er en ny, større oljerørledning fra denne delen av Utsirahøyden til Stureterminalen.

Gass

Det er to aktuelle løsninger for gasseksport fra feltet. En løsning er å legge ny rørledning til et tilkoblingspunkt i SAGE-systemet på britisk sokkel. Gassen vil i så fall transporteres inn til St. Fergus i Skottland, hvor den prosesseres og eksporteres videre. Alternativet er å legge ny rørledning til Sleipner, hvor gassen prosesseres og eksporteres videre. Disse løsningene vil vurderes videre for å finne den beste løsningen for området.

2.4 Investeringer og lønnsomhet

Totale investeringer for utbyggingen er av operatøren anslått til 24,2 milliarder 2012-kroner. De forventede årlige driftskostnadene varierer i levetiden, men vil i gjennomsnitt være om lag 800 millioner 2012-kroner i driftsfasen.

Operatørens økonomiske analyse viser at feltet har en forventet nåverdi før skatt på 33,3 milliarder 2012-kroner². Balanseprisen for prosjektet før skatt er 42 US dollar per fat oljeekvivalenter. Operatøren har gjennomført sensitivitetsanalyse for blant annet endringer i driftskostnader, investeringer, oljepris og utvinnbare reserver. Analysen viser at nåverdien er robust overfor endringene.

2.5 Områdevurdering

Edvard Grieg-feltet ligger i et prospektivt område med flere andre funn og prospekter. Funnet

² Beregningene er foretatt med en oljepris på 95 US dollar per fat olje, en valutakurs på 6 kroner/US dollar og en diskonteringsrente på 7 pst.

Draupne, som ligger i utvinningstillatelsen 001 B der Det norske oljeselskap ASA er operatør, er ett av disse. Øvrige rettighetshavere er Statoil Petroleum AS og Bayerngas Norge AS. Draupne planlegger innlevering av plan for utbygging og drift i løpet av 2012.

I rettighetshavernes arbeid med forberedelse til utbygging av Edvard Grieg-feltet og Draupne-funnet fremkom det at det eksisterer betydelige samordningsgevinster og kostnadsbesparelser ved en samordnet utbyggingsløsning for disse to. Rettighetshaverne i Edvard Grieg-feltet og Draupne har derfor inngått en avtale om en samordnet utbygging som legger til rette for at produksjonen fra en fremtidig Draupne-innretning kan sluttprosesseres og eksporteres via Edvard Grieg-innretningen.

Utbyggingsløsningen legger til rette for innfasing av tilleggsressurser i området, og det vil trolig være kapasitet til dette når Edvard Grieg-fel-

tet sammen med Draupne går av platå i midten av 2018. Aktuelle kandidater for en slik innfasing er funnene Apollo og Edvard Grieg Sør og mulige funn i prospektene Jorvik, Tellus Nord og prospekter sør for Edvard Grieg Sør. I tillegg kommer eventuelle ressurser fra andre utvinningstillatelser 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 dekkes av grus.

3 Konsekvensutredning

3.1 Innledning

Konsekvensutredningen for Edvard Grieg-feltet (daværende Luno) har vært på offentlig høring. Forslaget til program for konsekvensutredning ble oversendt høringsinstansene 17. juni 2010. Basert på dette forslaget og kommentarer fra høringsrunden fastsatte Olje- og energidepartementet utredningsprogrammet 28. januar 2011. Lundin Norway AS utarbeidet deretter en konsekvensutredning som ble sendt på høring 14. september 2011 med høringsfrist 7. desember 2012. En oppsummering av merknadene til konsekvensutredningen med operatørene sine kommentarer er gjengitt i vedlegg 1.

Utbyggingen ventes ikke å ha negative konsekvenser av betydning for naturressurser og miljø. Investeringene i Edvard Grieg-feltet og inntektene til rettighetshaverne, leverandørene og staten vil ha positive virkninger for samfunnet. Prinsippene i naturmangfoldloven §§ 8-12 er reflektert, blant annet gjennom departementets vurdering av konsekvensutredningen.

3.2 Utslipp til luft

Totale utslipp fra feltet i utbyggingsfasen vil være om lag 111 000 tonn CO₂, 3260 tonn NO_x og 170 tonn nmVOC. Dette inkluderer bore- og brønnoperasjoner, marine operasjoner ved legging og installasjon av rørledninger og transportvirksomhet i utbyggingsfasen.

I driftsfasen vil majoriteten av utslippene stamme fra kraftproduksjonen. Det vil også være utslipp som følge av testing av nødutstyr, diffuse utslipp fra prosessutstyr og transportvirksomhet. Eksport av olje og gass fra feltet vil også føre til bidrag på andre innretninger. Drift av feltet forventes å ville medføre årlige gjennomsnittlige utslipp på om lag 70 000 tonn CO₂, 43 tonn NO_x og 5 tonn nmVOC. Utslippene fra Edvard Grieg-innretningen vil øke som følge av samordningen med Draupne, og dersom andre ressurser fases inn til innretningen. Totalt sett vil den valgte løs-

ning for samordning av Edvard Grieg-feltet og Draupne gi reduserte utslipp sammenlignet med to selvstendige utbygginger.

Kraft fra land er grundig vurdert for Edvard Grieg-feltet. Vurderingen inkluderer også funnene Draupne og Dagny. På oppdrag fra Oljedirektoratet utarbeidet de tre operatørene en rapport for en samordnet kraft fra land-løsning for disse tre mulige utbyggingene. Rapporten ble utarbeidet fra november 2010 til april 2011. I rapporten ble kraft fra land til Edvard Grieg-feltet og Draupne beregnet til en tiltakskostnad på i overkant av 1 500 kroner per tonn CO₂. Inkluderes Dagny vil tiltakskostnaden reduseres ned mot 700 kroner per tonn CO₂ avhengig av valgte utbyggingsløsninger for Draupne og Dagny. Det er ikke realistisk å få på plass en felles løsning med Dagny og Draupne uten forsinkelser for Edvard Grieg-feltet.

Størrelsen på Johan Sverdrup-funnet ble oppjustert høsten 2011. Den fremtidige utbyggingen av dette store funnet kan påvirke både muligheten for og hensiktsmessigheten av en kraft fra land-løsning til den sørlige delen av Utsirahøyden. Høsten 2011 ba derfor departementet rettighetshaverne på denne delen av Utsirahøyden om på nytt å studere mulighetene for og konsekvensene av en samordnet kraft fra land-løsning for området. Statoil leder dette arbeidet. Alle berørte utvinningstillatelser deltar. Selskapene planlegger å etablere et grunnlag for investeringsbeslutning mot slutten av 2012.

Rettighetshaverne i Edvard Grieg-feltet skal bidra aktivt i dette arbeidet og betale sin forholdsmessige andel av kostnadene ved utredningen. Dersom departementet finner at en samordnet kraft fra land løsning for området skal realiseres, skal Edvard Grieg-feltet tilknyttes en slik løsning, med mindre departementet bestemmer noe annet. I så fall skal rettighetshaverne i Edvard Grieg-feltet dekke sin forholdsmessige andel av investerings- og driftskostnadene ved løsningen. Edvard Grieg-innretningen vil derfor bli tilrettelagt for å kunne ta i mot kraft fra land, dersom dette skulle bli en aktuell løsning i fremtiden.

3.3 Utslipp til sjø

Det vil være noe utslipp til sjø i forbindelse med boring og ferdigstilling av brønnene på Edvard Grieg-feltet. Kun miljømessig akseptable stoffer vil bli sluppet ut, dvs. kjemikalier som ligger innenfor Klima- og forurensningsdirektoratets (Klif) grønne eller gule kategori. Det vil også være noe kjemikalieutslipp til sjø ved klargjøring av rørledninger og i driftsfasen. Den eksakte kjemikaliebruken vil være gjenstand for egen søknad til Klif.

Borekaks fra boring med vannbasert borevæske er planlagt sluppet ut til sjø, mens borekaks fra boring med oljebasert borevæske er planlagt transportert til land.

Det er studert ulike løsninger for håndtering av produsert vann. Valgt løsning innebærer at produsert vann vil bli renset og injisert i reservoaret. Det produserte vannet vil bli renset til et nivå, der det tilfredsstiller kravet til oljeinnhold på maksimalt 30 ppm, dersom injeksjonsutstyret er utilgjengelig og det produserte vannet må slippes ut til sjø.

Det vil være noe utslipp av drenasjevann, kjølevann, sanitærvann og matavfall fra Edvard Grieg-innretningen.

3.4 Arealbeslag og fysiske inngrep

Edvard Grieg-feltet er lokalisert i et område med lite fiskeriaktivitet, spesielt i første halvdel av året. Utbyggingsfasen vil medføre aktivitet og tilstedeværelse av boreinnretninger og rørleggingsfartøy. Driften av feltet vil medføre aktivitet og tilstedeværelse av faste installasjoner. Både utbyggings- og driftsfasen vil potensielt kunne medføre fysiske hindringer for fiskeriaktiviteten i området. Arealbeslaget vil være størst i utbyggingsfasen på grunn av mange ulike aktiviteter som pågår parallelt. Tilstedeværelse av boreinnretning og leggefartøy utgjør et midlertidig arealbeslag. I driftsfasen vil plattformen utgjøre et permanent arealbeslag med en sikkerhetssone på 500 meter i radius.

Rørledninger fra feltet vil være overtrålbare, og disse forventes derfor ikke å være til ulempe for fiskeriaktivitet i området.

3.5 Samfunnsmessige konsekvenser og ringvirkninger

Utbyggingen av Edvard Grieg-feltet vil i tillegg til skatteinntekter til staten medføre aktiviteter i forbindelse med utbygging og produksjon, samt muligheter for inntekter og sysselsetting for norsk industri. Operatøren anslår at norsk andel av investeringene på feltet vil utgjøre mellom 41 pst. og 59. pst., mens anslaget for norsk andel av leveransene i driftsfasen er mellom 60 pst. og 80 pst.

Det største antallet årsverk som følge av utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet blir skapt i årene feltet skal bygges ut. Det er beregnet at utbyggingen vil gi i størrelsesorden 3 000 - 4 200 arbeidsplasser nasjonalt i årene 2013-2015. For hele perioden fra prosjektoppstart i 2011 til 2040 er Edvard Grieg-feltet beregnet til å gi om lag 30 000 årsverk i Norge.

Antall arbeidsplasser som skapes som følge av driften av feltet er beregnet til å være på mellom 700 og 800. Dette inkluderer personer som direkte arbeider med produksjonen på Edvard Grieg-feltet, samt de som er sysselsatt i forbindelse med alle leveranser av varer og tjenester til det.

Det største antallet direkte ansatte i driften vil være på innretningen til havs. Der antas det om lag 120 sysselsatte enten ansatt hos operatøren eller som fast innleide. Disse ivaretar driftsoppgaver og løpende vedlikehold på feltet. En framskutt driftsenhet som vil arbeide med logistikk, vedlikeholdstjenester samt beredskap vil bli lokalisert i Stavangerområdet. Disse oppgavene vil foretas av ansatte i operatørselskapet eller hos kontraktører. Spesialist- og støttefunksjoner som logistikk, brønnintervensjon, vedlikehold, modifikasjoner og catering planlegges dekket via langsiktige servicekontrakter. Dette inkluderer bruk av forsyningsbase og helikopterterminal. Det er sannsynlig at de fleste av disse oppgavene, herunder forsyningsbase og helikopterterminal, blir løst fra Stavanger-området. Kontrakter på disse områdene er imidlertid ikke tildelt enda.

En gruppe for operasjonell støtte skal integreres ved operatørens hovedkontor på Lysaker i Akershus. Den vil inneholde i underkant av 30 relevante fagpersoner som vil jobbe integrert med de som er ute på innretningen. Dette legger til rette for effektivt samarbeid i hele verdikjeden selskapet opererer, herunder drift av Brynhild, videre leting i området ved Edvard Grieg- og Johan Sverdrup-feltet og forretningsutvikling.

4 Myndighetenes vurdering av plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet

4.1 Arbeidsdepartementets vurdering

Arbeidsdepartementet har forelagt plan for utbygging og drift av feltet for Petroleumstilsynet, som har vurdert planene.

Petroleumstilsynet påpeker at den skisserte planen for utforming av brønnområdet ikke omfatter behovet for brønnkontroll/pumpeenhet i form av borevæskelanlegg eller sementeringsenhet på innretningen. Etter at den oppjekkbare boreinnretningen har ferdigstilt brønnene og forlatt feltet vil, etter Petroleumstilsynets oppfatning, kravene i innretningsforskriften til tilstrekkelig kontroll av brønntrykket til enhver tid, ikke være oppfylt, jf. innretningsforskriften §§ 51 andre ledd jf. 52 andre ledd. Petroleumstilsynet vil følge opp at operatøren velger en løsning som ivaretar kravene i regelverket.

Arbeidsdepartementet viser til Petroleumstilsynets vurderinger, og anbefaler at utbyggingsløsningen godkjennes i tråd med ovenstående merknader og angitt vilkår knyttet til dette forholdet.

4.2 Oljedirektoratets vurdering

Oljedirektoratet vurderer operatørens geofaglige arbeid som tilfredsstillende utført og tilstrekkelig til å igangsette utbygging. Grunnlaget for utbyggingen av feltet er oljeressursene i forekomstene Edvard Grieg og Tellus. I tillegg beskriver utbyggingsplanene videre planer for funnene Apollo og Edvard Grieg Sør og prospektene Jorvik, Tellus Nord og prospekter sør for Edvard Grieg Sør.

I plan for utbygging og drift er det skissert planer for å undersøke muligheten for produksjon fra grunnfjellet i Edvard Grieg Sør. Oljedirektoratet ser det som viktig å oppnå en avklaring av potensialet for å kunne utvinne oljeressursene i grunnfjellet i den sørlige delen av Utsirahøyden. Planene som er skissert for Edvard Grieg Sør-funnet vil være et bidrag til å oppnå denne avklaringen.

Det er planlagt to oljeprodusenter og en vanninjektor i Tellus-forekomsten og ni oljeprodusenter og tre vanninjektorer i Edvard Grieg-fore-

komsten, totalt 15 brønner. Enkelte av produsentene vil være horisontale brønner, og andre er planlagt som høyavviksbrønner. Utbyggingskonseptet er et godt utgangspunkt for å gjøre tiltak for å øke utvinningen for olje ut over forventningsverdien.

Forventede utvinnbare reserver, produsert i løpet av ca. 20 år, er ca. 29,1 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter, hvorav ca. 10 pst. er assosiert gass. Dette tilsvarer en utvinningsgrad på ca. 38 pst. Operatøren planlegger å utvinne oljen ved hjelp av trykkvedlikehold med vanninjeksjon. I tillegg vil alle produksjonsbrønner ha gassløft for å sikre løft i brønnene etter vanngjennombrudd. Høyt reserveutfall (P10) gir 45,9 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter etter 25 års produksjon, mens lavt utfall (P90) gir ca. 15,2 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter etter ca. 10 års produksjon.

Oljedirektoratet mener at operatørens reservoarvurderinger er tilfredsstillende utført og dokumentert, og har ingen innvendinger til planlagt utvinningsstrategi.

Rettighetshaverne har vurdert forskjellige utbyggingsløsninger for feltet. På bakgrunn av ressursgrunnlag og avstand til eksisterende felt har rettighetshaverne planlagt å bygge ut feltet med en selvstendig produksjonsinnretning. Forventede totale investeringer er ca. 24,2 milliarder 2012-kroner. Av dette utgjør innretninger og brønner ca. 21,1 milliarder 2012-kroner og transport-systemer for olje og gass ca. 3,1 milliarder 2012-kroner.

Det er inngått en avtale om at Draupne skal ferdigprosessere og eksportere olje og gass via Edvard Grieg-innretningen. Når Draupne starter produksjon, vil funnet betale deler av driftkostnadene på Edvard Grieg-feltet. De reduserte driftskostnadene for Edvard Grieg-feltet kan bidra til å forlenge økonomisk levetid. Lønnsomhetsvurderingene er basert på forventet produksjonstid på 20 år. Innretningen vil bli konstruert for 30 års levetid.

Mulighet for å kunne gjennomføre brønnintervensjoner var en viktig årsak til at rettighets-

haverne valgte en bunnfast produksjonsinnretning. Brønnene planlegges boret med en flyttbar boreinnretning. Dette gir mulighet for å forbore brønner, slik at en oppnår tidligere produksjonsstart. Rettighetshaverne har vurdert fast borerigg på feltet, men det begrensede antallet brønner samt forboring av brønner har gjort flyttbar bore-rigg til en mer attraktiv løsning.

Den planlagte innretningen på Edvard Grieg-feltet er tilrettelagt for innfasing av produksjon fra Draupne. Det blir ledig prosesskapasitet når olje-produksjonen sannsynligvis går av plåtå etter et par år. Ved å ta inn produksjon fra Draupne, som har høyere gassinnhold, vil prosesskapasiteten på Edvard Grieg-innretningen øke. For oljeeksportkapasitet antas en økning fra 14 300 til 20 000 standard kubikkmeter olje per dag. Med henblikk på ressurspotensialet i utvinningstillatelse 338 og prospekter i området forøvrig har innretningen lagt til rette for innfasing av tilleggsressurser.

Oljedirektoratet har ikke innvendinger til rettighetshavernes anbefalte utbyggingsløsning for Edvard Grieg-feltet. Oljedirektoratet anser at utbyggingsløsningen har tilstrekkelig kapasitet og fleksibilitet til å ivareta ressurspotensialet i utvinningstillatelse 338. Etter at både Edvard Grieg-feltet og Draupne har gått av plåtå vil det bli ledig kapasitet som kan utnyttes av andre forekomster i området.

Utbyggingen vil i stor grad baseres på kjent teknologi. Dette bør redusere risikoen for kostnadsoverskridelser og forsinkelser. Prosjektet har en stram tidsplan, med planlagt produksjonsstart i 4. kvartal 2015. Dette, kombinert med et høyt aktivitetsnivå i petroleumsnæringen, kan øke risikoen for forsinkelser og kostnadsoverskridelser. Oljedirektoratet vurderer tidsplanen som gjennomførbær.

Oljedirektoratets vurdering er at måleprinsippene for oljeeksport, gasseksport, brensel og fakkeltilfredsstiller myndighetskravene. Oljedirektoratet vurderer videre løsningen som er valgt for utslipp til sjø som god.

Kraftgenerering er basert på bruk av to gass-turbiner som hver har en kapasitet på 30 MW, og med tilrettelegging for tilkobling av elektrisk kraft, dersom det foreligger en kraft fra land løsning i området på et senere tidspunkt. Selv om dette kan medføre en ekstra investeringskostnad, vurderer Oljedirektoratet en slik løsning som akseptabel.

Lønnsomhetsvurderingene av utbyggingen er basert på forventede salgsvolum etter forventet produksjonstid på 20 år. Oljedirektoratet har basert lønnsomhetsvurderingen på operatørens

forutsetninger i plan for utbygging og drift. Edvard Grieg-prosjektet fremstår etter Oljedirektoratets vurdering som økonomisk robust.

Oljedirektoratet har utført sensitivitetsberegninger på lønnsomheten for utbyggingen basert på operatørens inngangsdata og prisbaner. Beregningene viser at prosjektet er økonomisk robust for testede kostnadsøkninger (+/- 20 pst), både investeringer og driftskostnader. Størst følsomhet viser prosjektet for lavt (P90) og høyt (P10) ressursutfall, samt endringer i olje- og gasspris. Selv ved lavt ressursutfall, som er den parameteren prosjektet er mest følsomt for, gir beregningene en positiv nåverdi med 7 pst. diskontering.

Det er identifisert betydelige samordningsgevinster knyttet til en felles utbygging av Edvard Grieg-feltet og Draupne. Noen av de viktigste forutsetningene for samordningsgevinsten er blant annet kort geografisk avstand mellom funnene, små forskjeller i modenhet samt at Draupne fases inn til Edvard Grieg-feltet når det blir ledig produksjonskapasitet på Edvard Grieg-innretningen.

Oljedirektoratet finner ikke at tilsvarende forutsetninger for samordning med Johan Sverdrup-funnet er til stede. Johan Sverdrup-funnet er ennå ikke modent for utbygging, det ligger flere år etter Edvard Grieg-feltet og Draupne i modningsprosessen. En utsettelse av Edvard Grieg-feltet og Draupne vil medføre store utsettelsekostnader.

Oljedirektoratet har vurdert ressurspotensialet i funn og prospekter som forventes å kunne bli tilknyttet Edvard Grieg-innretningen. Det er et betydelig forventet ressurspotensial i prospekter i utvinningstillatelser nord og sør for feltet. Hvis det gjøres funn i disse prospektene, vil dette kunne kreve nye produksjonsinnretninger. Etter at Edvard Grieg-feltet og Draupne har gått av plåtå kan det bli ledig kapasitet på Edvard Grieg-innretningen, som vil kunne utnyttes av andre forekomster i området.

På bakgrunn av det ovenstående anbefaler Oljedirektoratet at plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet godkjennes.

4.3 Olje- og energidepartementets vurdering

Olje- og energidepartementet viser til at Arbeidsdepartementets vurdering av utbyggingsplanene godtgjør at ressursene i Edvard Grieg-feltet kan utvinnes på en forsvarlig måte.

Olje- og energidepartementet viser videre til Oljedirektoratets vurdering av plan for utbygging

og drift av Edvard Grieg-feltet. Oljedirektoratet mener at utbyggingsløsningen legger opp til en god utnyttelse av ressursene i feltet, og at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust.

Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet har hatt dialog med operatør om utbyggingsløsningen for feltet, også før overlevering av plan for utbygging og drift. 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 ressursene i forekomstene Edvard Grieg og Tellus som er grunnlaget for utbyggingen. Departementet påpeker at utstrekningen av disse forekomstene vil danne grunnlaget for området som er omfattet av plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet. Departementet er positive til at operatøren har planer om å modne ytterligere ressurser i området fram mot utbygging.

I rettighetshavernes arbeid med forberedelse til utbygging av feltet Edvard Grieg og funnet Draupne fremkom det at det eksisterer betydelige samordningsgevinster og kostnadsbesparelser ved en samordnet utbyggingsløsning for de to. Gjennom møter og i brev fra Olje- og energidepartementet 3. oktober 2011 ble det påpekt overfor rettighetshaverne i de to utvinningstillatelsene at de ikke kunne påregne myndighetenes godkjenning av plan for utbygging og drift, med mindre det er godtgjort at det legges opp til en utbyggingsløsning for de to feltene som innebærer at det betydelige, identifiserte potensialet for kostnadsbesparelser og samordningsgevinster realiseres. Olje- og energidepartementet anser at den foreliggende avtalen mellom de to utvinningstillatelsene om en samordnet utvikling og drift av de to feltene ivaretar den plikten rettighetshaverne har til samordning.

Det forventes ikke noen vesentlige miljøpåvirkninger som følge av utbyggingen av Edvard Grieg-feltet. Utredningsplikten er ivaretatt gjennom feltspesifikk konsekvensutredning sendt på høring 14. september 2011. På denne bakgrunn anser Olje- og energidepartementet konsekvensutredningsplikten etter petroleumsloven som oppfylt.

Energibehovet for Edvard Grieg-feltet dekkes med egenprodusert kraft. Edvard Grieg-innretningen er tilrettelagt for å kunne ta i mot kraft fra land, dersom dette skulle bli en aktuell løsning i fremtiden. Rettighetshaverne i feltet skal bidra aktivt i utredningsarbeidet som nå gjøres for kraft fra land til den sørlige delen av Utsirahøyden, her-

under betale sin forholdsmessige andel av kostnadene ved utredningen. Dersom departementet finner at en samordnet kraft fra land løsning for området skal realiseres, skal Edvard Grieg-feltet tilknyttes en slik løsning, med mindre departementet bestemmer noe annet. I så fall skal rettighetshaverne i Edvard Grieg-feltet dekke sin forholdsmessige andel av investerings- og driftskostnadene ved løsningen.

Gassturbinene på Edvard Grieg-innretningen vil kunne bidra som reservekraft i en eventuell fremtidig større kraftløsning for flere felt i området.

Departementet vurderer det som viktig at Edvard Grieg-prosjektet godkjennes nå. Utbyggingen er den første av flere utbygginger på den sørlige delen av Utsirahøyden. Godkjenning av plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet vil bidra til god ressursforvaltning. Det er viktig med forutsigbare rammevilkår for olje- og gassindustrien på norsk sokkel. En godkjennelse nå vil også være viktig for sysselsetting og jevn ordretilgang i norsk leverandørindustri.

Det eksisterer flere alternativer for transportløsninger for olje og gass fra feltet. Da størrelsen på Johan Sverdrup-funnet ble oppjustert høsten 2011 nødvendiggjorde dette en ny analyse av optimale eksportløsninger ut fra den sørlige delen av Utsirahøyden. Gassco studerer nå alternative eksportløsninger for olje og gass i et områdeperspektiv. En forutsetning for de pågående analysene er at eksportløsningene skal være på plass til oppstart av Edvard Grieg-feltet. Det finnes i dag kapasitet for eksport av olje via Grane oljerørledning og gass via Sleipner eller til SAGE (Scottish Area Gas Evacuation). Olje- og energidepartementet mener at det er viktig å få belyst alternative eksportløsninger for hele den sørlige delen av Utsirahøyden. Endelig eksportløsning for olje og gass med plan for anlegg og drift vil bli fremlagt for, og behandlet av Kongen i statsråd høsten 2012.

I tråd med Meld. St. 28 *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* vil operatøren senest to år etter at feltet er satt i produksjon gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.

Operatørens beregninger viser at prosjektet er lønnsomt, selv ved lavt reserveutfall og lave oljepriser. Operatørens økonomiske analyse viser at feltet har en forventet nåverdi før skatt på 33,3 milliarder 2012-kroner³. Balanseprisen for prosjektet etter skatt er 42 US dollar per fat oljeekvivalenter.

³ Beregningene er foretatt med en oljepris på 95 US dollar per fat olje, en valutakurs på 6 kroner/US dollar og en diskonteringsrente på 7 pst.

Basert på operatørens beregninger, anslag gjort av Oljedirektoratet og vurderinger gjort av Petroleumstilsynet fremstår utbyggingen av Edvard Grieg-feltet som et samfunnsøkonomisk lønnsomt og økonomisk robust prosjekt som 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 Edvard Grieg-feltet er et økonomisk robust prosjekt som gir god samfunnsøkonomisk lønnsomhet og bidrar til god ressursforvaltning. Aktiviteten som utbygging og drift av feltet skaper, og inntektene til staten, vil gi positive virkninger for samfunnet.

5 Konklusjoner og vilkår

Olje- og energidepartementet vil godkjenne plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet i samsvar med planene operatøren har fremlagt, de merknader som fremgår av denne proposisjonen, og på følgende vilkår:

- Brønnkontroll gjennom tilgang til tilstrekkelig pumpe- og væskekapasitet skal ivaretas også når den flyttbare boreinnretningen ikke er til stede. Det vises til krav i innretningsforskriften § 51 andre ledd.
- Rettighetshaverne i Edvard Grieg-feltet skal bidra aktivt i arbeidet med utredning av en samordnet kraft fra land-løsning for den sørlige delen av Utsirahøyden. Rettighetshaverne i Edvard Grieg-feltet skal også dekke sin forholdsmessige andel av kostnadene til utredningen.
- Dersom departementet finner at en samordnet kraft fra land-løsning for den sørlige delen av

Utsirahøyden skal realiseres, skal Edvard Grieg-feltet tilknyttes en slik løsning, med mindre departementet av særskilte grunner bestemmer noe annet.

- Dersom departementet finner at en samordnet kraft fra land-løsning for den sørlige delen av Utsirahøyden skal realiseres, og Edvard Grieg-feltet tilknyttes, skal rettighetshaverne i Edvard Grieg-feltet dekke sin forholdsmessige andel av investerings- og driftskostnadene ved en slik løsning.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

At Deres Majestet godkjenner og skriver under et fremlagt forslag til proposisjon til Stortinget om utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet.

Vi HARALD, Norges Konge,

stadfester:

Stortinget blir bedt om å gjøre vedtak om utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet i samsvar med et vedlagt forslag.

Forslag

til vedtak om utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet

I

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet godkjenner plan for utbygging og drift av Edvard Grieg-feltet.

Vedlegg 1

Operatørens gjennomgang av høringskommentarene til konsekvensutredningen

Når konsekvensutredningen ble utarbeidet og sendt på høring var navnet på feltet fortsatt Luno.

Arbeidsdepartementet**Uttalelse:**

I området hvor innretningen planlegges plassert opplyses det å være betydelig skipstrafikk. Risiko for skipskollisjoner er et tema Lundin vil behandle i detaljprosjekteringsfasen. Vi vil se nærmere på Lundins tiltak for å håndtere denne risiko, blant annet ved vurdering av PUD.

Operatørens svar:

Operatøren tar uttalelsen til etterretning. Tiltak som vil bli implementert før installering av plattformen vil omfatte notifikasjon av rederier med nærliggende skipsruter, radarovervåking og tidlig varsling, samt oppdatering av sjøkart.

Uttalelse:

Dersom det velges en løsning for eksport av rikgass via SAGE vil tilsynet med den grensekryssende rørledningen koordineres med Health and Safety Executive, basert på etablert avtale.

Operatørens svar:

Operatøren tar uttalelsen til etterretning.

Miljøverndepartementet**Uttalelse:**

Feltet er den første utbyggingen av flere forventede i midtre del av Nordsjøen. Når det gjelder kraftløsning har det vært utredet en felles løsning med kraft fra land for feltene Dagny, Draupne og Edvard Grieg. Det er også gjort andre store funn i nærheten (tidligere omtalt som Aldous og Avaldsnes – nå Johan Sverdrup). Generelt vil kraft fra land være en bedre løsning når flere felt kan sees i sammenheng. Et område med flere ressurser som

enda ikke er utbygd bør derfor særlig vurderes for kraftforsyning fra land.

Operatørens svar:

Lundin Norway AS deltar i arbeidsgruppen for kraft fra land til området, som operatør i henholdsvis PL338 og PL501. Arbeidsgruppen har som mål å utrede forskjellige områdeløsninger for kraft fra land til Utsira-området. Prosjektet har også gjort investeringer for effektiv bruk av kraft fra land når områdeløsningen er tilgjengelig.

Uttalelse:

Miljøverndepartementet mener det vil være svært uheldig om ett felt nå bygges ut uten at det er grundig vurdert å se alle utbyggingene i området i sammenheng når det gjelder utbyggingsløsning generelt, og kraftforsyning spesielt.

Operatørens svar:

Utbyggingen er planlagt på et tidspunkt der ingen andre formelle konseptvalg for utbygginger i området er foretatt og det totale behovet for kraft er ukjent. Med moderat kraftforbruk og stort varmebehov er det kun gjennom en områdeløsning at en elektrifisering kan gjennomføres på en samfunnsøkonomisk forsvarlig måte. Det jobbes med avtaler for koordinert olje- og gasseksport med Draupnegruppen, som vil sikre effektive eksportløsninger for området. Se for øvrig operatørens kommentarer til Klifs høringsuttalelse.

Uttalelse:

En løsning med kraft fra land som kan forsyne denne og andre kommende utbygginger i området vil gi et vesentlig bidrag til norske utslippsreduksjoner i lang tid framover. Samtidig vil en samordnet kraftløsning kunne redusere kostnadene ved en slik løsning.

En utbygging basert på en løsning med gass-turbiner med tilrettelegging for senere overgang fra turbiner til kraftforsyning fra land vil øke kostnadene både ved utbygging og ved senere overgang til kraft fra land, og vil derfor etter Miljøvern-departementets syn ikke være optimalt.

Operatørens svar:

Den totale samfunnskostnaden ved en samordnings-løsning for alle de kommende utbyggingene er sær-deles vanskelig å beregne på nåværende tidspunkt. For dette prosjektet vil en utsettelse medføre en sam-funnskostnad i størrelsesorden 3-4 mrd NOK per år før skatt basert på standard metoder for estimering. Dersom en slik utsettelse er begrunnet kun med at man skal «vente på en områdeløsning for elektrifise-ring» vil beregnet tiltakskost for elektrifisering øke tilsvarende og raskt dominere det totale kostnads-bildet.

En utvikling av området som er faset i tid er også gunstig for dimensjonering av infrastruktur for eksportløsninger samt for markedssituasjonen med hensyn til leverandører. Feltet er derfor planlagt med en fleksibel løsning som i minimal grad påvir-ker kostnaden for en fremtidig områdeløsning med kraft fra land. Løsningen vil også kunne gi reserve-kraft til en fordelingsplattform for strøm. Dette lig-ger til grunn for regularitetsberegninger til installa-sjonen samt omkringliggende utbygginger når kraft fra land er tilgjengelig.

Uttalelse:

For øvrig viser Miljøverndepartementet til høringsuttalelse fra Klima- og forurensningsdirek-toratet.

Operatørens svar:

Se operatørens kommentarer til Klifs uttalelser.

Utenriksdepartementet

Uttalelse:

Ingen kommentarer til konsekvensutredningen.

Operatørens svar:

Operatøren tar til orientering at Utenriksdeparte-mentet ikke har kommentarer til konsekvensutred-ningen.

Arbeidstilsynet

Uttalelse:

Arbeidstilsynet har ingen kommentarer til konse-kvensutredningen.

Operatørens svar:

Operatøren tar til orientering at Arbeidstilsynet ikke har kommentarer til konsekvensutredningen.

Fiskeridirektoratet

Uttalelse:

Beskrivelsen av forventet fiskeriaktivitet i områ-det ved PL338 synes å være dekkende.

Operatørens svar:

Operatøren tar uttalelsen til orientering.

Uttalelse:

Det er valgt en bunnfast plattform, P(d)Q, som utbyggingsløsning for prosjektet, noe som synes å være en tilfredsstillende løsning sett i forhold til områdets betydning for fiske.

Operatørens svar:

Operatøren tar uttalelsen til orientering.

Uttalelse:

Fiskeridirektoratet ber om at rørledninger og kabler planlegges fjernet etter avslutning av virk-somheten for å unngå fremtidige hefter. Etterlatte rør og kabler kan over tid forårsake problemer for utøvelse av fiske dersom rørene/kablene mot for-modning ikke blir liggende i ro nede i havbunnen, men komme opp over havbunnen (bukling) og skape hefter for fisket.

Operatørens svar:

Operatøren vil til enhver tid følge gjeldende regel-verk for feltavvikling. I samsvar med dagens praksis vil rørledninger og kabler som ligger nedgravd bli etterlatt etter rengjøring og sikring av rørendene. Sikringen omfatter nedgraving eller tildekking med grus for å unngå fremtidige ulemper for fiskeriene i området. Bukling av rørledninger er imidlertid et resultat av temperaturkrefter og er således begrenset til driftsfasen.

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

Utbyggingen er den første av flere planlagte utbyggingsprosjekter i den midtre delen av Nordsjøen.

Vi anser det som viktig at disse utbyggingene samarbeider om en god løsning for å hente elektrisk kraft fra land for å unngå at de nasjonale utslippene av klimagass øker.

Klif mener derfor at utbyggingen av feltene i den midtre delen av Nordsjøen må samordnes, selv om dette vil medføre forsinkelser i utbyggingen av dette feltet og isolert sett ha økonomiske konsekvenser.

Vi mener den totale samfunnskostnaden ved en samordningsløsning for alle de kommende utbyggingene ikke er belyst.

Operatørens svar:

Utbyggingen av feltet er planlagt på et tidspunkt der ingen andre formelle konseptvalg for utbygginger i området er foretatt. Det totale kraftbehovet i området er av den grunn ikke kjent. Med feltets moderate kraftforbruk og store varmebehov er det kun gjennom en områdeløsning at en elektrifisering kan gjennomføres på en samfunnsøkonomisk forsvarlig måte. Det bør nevnes at indikasjoner fra Dagny og Draupne er at begge disse prosjektene vil kunne omfatte konsepter som krever mindre energi enn antakelsene i fellesrapporten for elektrifisering. Samtidig er det klart at Johan Sverdrup-funnet ser ut til å ende opp med et kraftbehov og levetid som ligger over de initielle antakelsene.

Den totale samfunnskostnaden ved en samordningsløsning for alle de kommende utbyggingene er særdeles vanskelig å beregne på nåværende tidspunkt. Basert på standard metodikk vil en utsettelse av dette prosjektet gi en estimert samfunnskostnad på 3-4 mrd NOK per år før skatt. Dersom en slik utsettelse er begrunnet med at man skal «vente på en områdeløsning for elektrifisering» vil tiltakskost for elektrifisering øke tilsvarende og raskt dominere det totale kostnadsbildet. En utvikling av området som er faset i tid er også gunstig for dimensjonering av infrastruktur for eksportløsninger samt for markedssituasjonen med hensyn til leverandører.

Feltet er derfor planlagt med en fleksibel løsning som i minimal grad påvirker kostnaden for en fremtidig områdeløsning med kraft fra land. Løsningen vil også kunne gi reservekraft til en fordelingsplattform for strøm. Dette ligger til grunn for regularitetsberegninger til installasjonen samt omkringliggende utbygginger når kraft fra land er tilgjengelig.

Uttalelse:

Lundin Norway AS vil tilrettelegge plattformen for senere overgang fra turbiner til elektrisk kraft. Vi mener det vil være betydelig risiko for at konvertering til elektrisk drift kan bli vurdert som lite kostnadseffektivt når det blir aktuelt. For å sikre en overgang til elektrisk drift må det i så fall etableres en konkret innfasingsplan og stilles klare krav.

Hovedargumentene som framføres i konsekvensutredningen for å velge gass i stedet for kraft fra land er imidlertid at den planlagte oppstarten av feltet vil komme før en eventuell felles kraftforsyning kan komme på plass, men også at en utbygging av store funn som Johan Sverdrup vil ha stort kraftbehov og må inkluderes i en eventuell områdeløsning.

I lys av klimaforpliktelsene mener Klif det er nødvendig at selskaper og myndigheter arbeider meget grundig med konsept om kraft fra land til de tre feltene Edvard Grieg, Dagny og Draupne/Hanz/West Cable sammen med Johan Sverdrup. Tekniske forutsetninger og kostnadsberegninger vil forutsette at det foreligger konseptstudier for de to sistnevnte felt, noe vi antar vil skje i løpet av de nærmeste par årene da vi har sett at Statoil har antydnet at oppstart av Johan Sverdrup kan være mulig/ønskelig i 2017. Forsinkelser i utbyggingen av de første feltene, dvs Edvard Grieg, er dermed uunngåelig, men den totale samfunnskostnaden ved dette synes ikke vi er belyst ennå.

Operatørens svar:

Investeringene for senere tilknytning av feltet til en områdeløsning for kraft fra land er allerede tatt, slik at kostnadene for en slik tilkobling blir lave. Kostnaden for innkjøp og legging av kabel mellom fordelingsplattformen offshore og feltet er vurdert lik om den installeres tidlig eller sent i utbyggingsprosjektet.

Lundin Norway AS, som operatør for både PL338 og PL501, deltar i arbeidsgruppen for kraft fra land til området. Mandatet til arbeidsgruppen omfatter utredning og planlegging av en områdeløsning for kraft fra land på Utsira-høyden.

Uttalelse:

Klif anser reinjeksjon av produsert vann som et godt tiltak for å unngå utslipp av olje og kjemikalier til sjø, men reinjeksjonen vil i perioder nødvendigvis være stengt. Klif vil derfor påpeke at Lundin må ha på plass beste mulige teknologi for

rensing av produsert vann i perioder der injeksjonsanlegget er ute av drift. Klif mener derfor at operatøren må redegjøre for hvilken renseteknologi de vil benytte seg av for å minimere innholdet av dispergert olje i produsert vann. Dette mener Klif operatøren må gjøre før PUD godkjennes.

Klif vil påpeke at oljeholdig vann skal renses før utslipp til sjø og at oljeinnholdet skal være lavest mulig.

Utredningen inneholder ingen beskrivelse av hvilken renseteknologi som er planlagt for å rense produsert vann når injeksjonsanlegget er ute av drift.

For å sikre at valgt løsning er i tråd med BAT bør det avklares hvilken rensemetodikk som Lundin planlegger å installere og hva slags utslippsnivåer som kan forventes før PUD godkjennes.

Operatørens svar:

Base case for utbyggingen omfatter reinjeksjon av alt produsert vann i injeksjonsbrønner. Tilgjengelighet av reinjeksjonssystemet er vurdert til å være høy.

Det primære målet for vannbehandlings- og reinjeksjonssystemet er å oppnå høy tilgjengelighet for å minimere utslipp til sjø. Dette oppnås ved valgt konfigurasjon for vannrensing med en to-trinnsprosess som består av hydrosykloner og avgassingstanker. Hydrosyklonene er arrangert som flere mindre enheter i et redundant system med overskuddskapasitet. Videre omfatter vanninjeksjonssystemet to pumper med «crossover» for å opprettholde reinjeksjonskapasitet dersom en av pumpene skulle feile.

Valgt løsning med hydrosyklon ble vurdert opp mot Compact Flotation Unit (CFU). Begge alternativene vil kunne tilfredsstille krav til rensing med garanti om en oljekonsentrasjon lavere enn 30 ppm og med forventninger til en gjennomsnittsverdi på 15 ppm. Løsningen med hydrosykloner er blant annet valgt ut fra stort arbeidsintervall for håndtering av ulike vannrater. Den relative mengden produsert- og injisert-vann vil variere betydelig over feltets levetid. Hydrosykloner utgjør et vannbehandlingssystem som kan ivareta endringer i mengden produsert vann til behandling over tid. Høy grad av fleksibilitet og tilgjengelighet oppnås ved et modulært design med flere kammerer. Dersom et kammer er utilgjengelig kan dette erstattes av et annet uten driftsforstyrrelser. Avgassingstanker er passiv teknologi med høy oppetid.

Tilstrekkelig vannbehandlingskapasitet (tilgjengelighet) for å unngå utslipp av produsert vann til sjø har vært et viktig kriterium for valg av teknologi.

Uttalelse:

Under bore- og anleggsfasen er det estimert at 12 400 tonn utboret vannbasert kaks vil bli sluppet ut til sjø, mens ca 12 500 tonn kaks med vedheng av oljebasert borevæske er planlagt sendt til land.

Klif anser reinjeksjon av borekaks med vedheng oljebasert borevæske som en miljømessig foretrukket løsning, og forventer at operatøren også vurderer mulighetene for dette.

Klif mener at dette bør det redegjøres for før PUD godkjennes.

Operatørens svar:

Det er iverksatt en utredning vedrørende valg av løsning for håndtering av borekaks med vedheng av oljebasert borevæske. Utredningen omfatter en evaluering av kaksinjeksjon, kaksbehandling (rensing) offshore og utslipp til sjø, samt kaksbehandling på land. Resultatene fra utredningen vil bli redegjort for Klif før godkjenning av PUD.

Uttalelse:

Nye felt skal drives i samsvar med IPPC-direktivets krav om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT) fra det tidspunktet virksomheten settes i drift. Videre skal nye felt tilfredsstille det generelle nullutslippsmålet. Utbyggingsløsningene må ikke legge begrensninger med hensyn til anvendelse av effektive teknikker for å redusere utslipp til luft utslipp til sjø og akutt forurensning over feltets levetid og ved innfasing av eventuelt nye felt og fremtidige aktiviteter i området.

Operatørens svar:

Operatøren tar kommentaren til etterretning.

Uttalelse:

Klif understreker at dersom Lundin inngår kontrakter før tillatelse etter forurensningsloven er gitt, skjer dette på utbyggers egen risiko.

Operatørens svar:

Operatøren tar kommentaren til etterretning.

Uttalelse:

Vi forventer at Lundin har dialog med oss i forkant av avgjørelser om tekniske løsninger der det er nødvendig å avklare spørsmål om BAT.

Operatørens svar:

Dialog med Klif om BAT for tekniske løsninger vil bli gjennomført.

Uttalelse:

Videre må Lundin i tilknytning til innsending av søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven, dokumentere at valgte løsninger er BAT.

Operatørens svar:

Som en del av FEED studier er det gitt ut en BAT rapport. Dette vil bli fulgt opp videre i prosjekteringsfasen. Dokumentasjon for at valgte løsninger er BAT vil bli gitt i søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven.

Uttalelse:

Klif ser det som nyttig at det i konsekvensutredningen er lagt til grunn samfunnsøkonomiske beregninger i henhold til metodikken i Klimakur. Det er allikevel verdt å merke seg at tiltakskostnaden er beregnet basert på dagens investeringskostnader, men med forutsetninger fra 2009 på elpriser og gasspriser – forutsetninger som er svært avgjørende for kostnadsnivået for elektrifisering. Tiltakskostnaden kan således ikke sammenlignes direkte med tiltakskostnadene gitt i Klimakur, der alle priser var basert på 2009-forutsetninger. For nye felt vil vi anbefale at dagens forventninger på gasspris og elpris legges til grunn for beregningene, særlig fordi dagens forventninger til elprisene ligger på et lavere nivå enn det som er forutsatt for beregningene i Klimakur.

Operatørens svar:

Framtidige prisforventninger er avhengig av hvilke forutsetninger som legges til grunn for den enkelte vurdering. Operatøren har valgt å benytte et samlet sett med antakelser fra Klimakur for å kunne sammenlikne på tvers av lisenser og selskaper.

Uttalelse:

CO₂-utslipp fra borerigg er beregnet til 56 000 tonn. Dersom boreriggen kan knyttes opp til plattform som har kraft fra land vil størstedelen av dette utslippet fra boring unngås.

Elektrisk kraft til borerigg vil dessuten ha stor effekt når det gjelder å unngå utslipp av NO_x. Det

er anslått i konsekvensutredningen at NO_x-utslippet ved bore- og brønnoperasjoner kan komme opp i mer enn 1550 tonn fordelt over tre år.

Operatørens svar:

Boring vil bli gjennomført med en mobil oppjekkbar rigg. Fire brønner planlegges forboret før plattformen er installert og ferdigstilt.

Elektrisk drift av mobile borerigger er etter vår kjennskap ikke tidligere gjennomført. Det er per i dag ikke mulig å estimere tiltakskost og tidsplaninnvirkning av et slikt tiltak.

Boreriggen vil ha samsvarsuttalelse (SUT) gitt av Ptil for bruk på norsk sokkel.

Uttalelse:

Klif forventer at Predictive Emission Monitoring Systems (PEMS) er integrert i turbinpakken for alle nye turbiner på sokkelen.

Operatørens svar:

PEMS er inkludert i spesifikasjonene for turbinpakken og vil bli valgt dersom dette er tilgjengelig og kvalifisert teknologi.

Uttalelse:

Utslippene av CO₂ og NO_x fra kraftgenerering ved hjelp av gass og diesel er beregnet til ca 1,2 mill tonn og ca 700 tonn over perioden 2015–2030. Dersom det er nødvendig å basere seg på gassfyrte turbiner, er lav-NO_x-teknologi en forutsetning, slik det også legges opp til.

Klif vil også peke på at det må velges lav-NO_x-dieselmotorer (essensiell generator, nødutstyr, brannvannspumper) der dette er tilgjengelig teknologi. Også for borerigger må det vurderes om lav-NO_x-motorer er tilgjengelige.

Operatørens svar:

Dieselmotorer med lav-NO_x teknologi vil bli valgt dersom dette er tilgjengelig og kvalifisert teknologi.

Det er valgt en oppjekkbar borerigg til boreoperasjonene. Lundin Norway AS vil i samarbeid med riggeier vurdere om ytterligere NO_x-reduksjoner er kostnadseffektive.

Uttalelse:

Akutt oljeutslipp skal oppdages så tidlig som mulig. I den forbindelse påpeker Klif at fjern-

måling ikke er nevnt i utredningen, verken systemer for å oppdage utslipp på havoverflaten eller undervannslekkasjedeteksjon.

Klif forventer at Lundin vurderer BAT for deteksjon av akuttutslipp, og at dette beskrives i sammenheng med oljevernberedskapen i søknad om utslippstillatelse.

Operatørens svar:

Tiltak for deteksjon av akuttutslipp med hensyn til BAT vil bli vurdert og beskrevet i søknad om utslippstillatelse.

Uttalelse:

Klif forventer at muligheter og begrensninger for både mekanisk og kjemisk bekjempelse av et akutt oljeutslipp er godt dekket i beredskapsanalysen som må utarbeides i forbindelse med søknad om tillatelse etter forurensningsloven.

Operatørens svar:

Beredskapsanalysen vil omfatte vurdering av både mekanisk og kjemisk bekjempelse av et akutt oljeutslipp.

Uttalelse:

Resultatene fra de utførte oljedriftssimuleringene viser at det er relativt liten sannsynlighet for stranding av større mengder olje, men Klif savner likevel en vurdering av skadepotensial for strandet olje og en beskrivelse av hvordan beredskapen i kyst og strandsone er tenkt bygget opp i sammenheng med oljevernberedskapen og ber om at dette synliggjøres i søknad om utslippstillatelse.

Operatørens svar:

Temaet vil bli behandlet i oljeberedskapsanalysen for feltet. Søknad om utslippstillatelse vil redegjøre for skadepotensialet for mulig strandet olje og oppbygging av oljevernberedskap i kyst og strandsone.

Oljedirektoratet

Uttalelse:

Tidligere studier har vist at en optimal kraft fra land løsning som omfatter hele området kan bli lønnsomt. Foreløpige tidsplaner indikerer også at et kraft fra land anlegg kan være klar for oppstart innen det første funnet, etter operatørenes planer, kommer i produksjon. Initiell investering i turbi-

ner og generatorer på feltet vil medføre at en samordnet kraft fra land løsning for området vil bli mindre kostnadseffektiv og med økte tiltakskostnader som konsekvens. En kostnadsdeling for alle funnene inklusiv Edvard Grieg vil være avgjørende for å kunne oppnå lønnsomhet for en felles kraft fra land løsning for området.

Operatørens svar:

Utbyggingen av feltet er planlagt på et tidspunkt der ingen andre formelle konseptvalg for utbygginger i området er foretatt og det totale behovet for kraft er ukjent. Med sitt moderate kraftforbruk og store varmebehov er det kun gjennom en områdeløsning at en elektrifisering av feltet kan gjennomføres på en samfunnsøkonomisk forsvarlig måte. Indikasjoner fra Dagny og Draupne er at begge disse prosjektene vil ende opp med konsepter som krever mindre energi enn antakelsene i fellesrapporten for områdestudier. Samtidig er det klart at Johan Sverdrup-funnet ser ut til å ende opp med et kraftbehov og levetid som ligger over de initielle antakelsene.

Den totale samfunnskostnaden ved en samordningsløsning for alle de kommende utbyggingene er særdeles vanskelig å beregne. For dette prosjektet vil en utsettelse ha en estimert samfunnskostnad på 3-4 mrd NOK per år før skatt basert på standard metoder. Hvis en slik utsettelse er begrunnet kun med at man skal «vente på en områdeløsning for elektrifisering», vil beregnet tiltakskost øke tilsvarende og raskt dominere det totale kostnadsbildet. En utvikling av området som er faset i tid er også gunstig for dimensjonering av infrastruktur for eksportløsninger samt for markedssituasjonen blant leverandører.

Feltet er derfor planlagt med en fleksibel løsning som i minimal grad påvirker kostnaden for en fremtidig områdeløsning og i en slik situasjon også gir reservekraft til en fordelingsplattform for strøm.

Investeringene for senere tilknytning til en områdeløsning for kraft fra land er allerede tatt, slik at kostnadene for fremtidig tilknytning og bruk blir begrenset til innkjøp og installasjon av fysiske kabler.

Lundin Norway AS deltar i arbeidsgruppen for kraft fra land til området som operatør for både PL338 og PL501. I mandatet til arbeidsgruppen ligger utredning og planlegging av en områdeløsning for kraft fra land til Utsira-området.

Uttalelse:

I KU beskrives at de gjennomsnittlige utslippene av CO₂ på 88400 tonn utgjør 0,0002 % av Norges

nasjonale utslipp i 2010 (ca 53 mill tonn CO₂). Etter ODs forståelse skal dette være 0,17 %.

Operatørens svar:

Det er trykkfeil i konsekvensutredningen. Gjennomsnittlige årlige utslipp av CO₂-ekvivalenter fra feltet i perioden 2015-2030 tilsvarer om lag 0,17 % av de totale norske utslippene i 2010. Bidraget fra feltet vurderes som svært lavt i både et nasjonalt og globalt perspektiv.

Uttalelse:

I KU er det beskrevet et turbin-/generatoranlegg med kapasitet 2 X 30 MW, mens kraftbehovet er oppgitt til maks 23 MW. OD savner en begrunnelse for valg av kapasitet i forhold til det oppgitte behovet.

Operatørens svar:

Etter integrering med Draupne vil det være et kraftbehov i størrelsesorden 50-58 MW. Med kjøring av 2 generatorer i parallell vil Draupne kunne få tilgang på kraft tilsvarende en generator (ca. 30 MW), som omfatter kraften Draupne trenger på egen plattform og forbruket Draupne påfører Edvard Grieg-plattformen. På plattformen er det i tillegg et maksimalt varmebehov på opp mot 13 MW. Dette dekkes gjennom varmegjenvinning ved generering av egen kraft.

Vedrørende tilleggsspørsmål fra Oljedirektoratet:

I dialog med OD har det fremkommet et ønske om å estimere mulige fremtidige utslipp til luft fra installasjonen. Dette beskrives i denne seksjonen.

Installasjonen er forberedt for produksjon av dette feltet og eventuelle tilleggsreserver fra området. Følgende ressurser og prospekter eksisterer i dag:

1. Draupne-feltene – lokalisert nord for plattform, 3 selvstendige utvinningslisenser
2. Edvard Grieg Sør – påvist funn sør for plattform, uavgrenset
3. Apollo – påvist funn nordvest for plattform, uavgrenset
4. Jorvik – prospekt øst for plattform, ikke påvist

Det er utført forenklete analyser av mulige utslipp fra utbygging og drift av overnevnte felt der man antar at volumer i størrelsesorden 36M

Sm³ olje og 52 GSm³ gass vil kunne produseres helt eller delvis over plattformen. Totalt vil dette over en periode på 20 år kunne øke de totale utslipp fra plattformen opp til 4.5 Mtonn CO₂ og 3100 tonn NO_x dersom all kraft genereres lokalt på innretningen. Av dette vil selve Edvard Grieg-feltet, som beskrevet i KU og PUD, stå for anslagsvis 1.4 Mtonn CO₂ og 857 tonn NO_x av de totale utslipp ved en forlenget produksjon frem til 2035.

Det gjøres oppmerksom på at det verken er foretatt et formelt konseptvalg eller vedtak om utbygging for noen av disse mulige reservene og at det vil bli utarbeidet feltspesifikk Konsekvensutredning og PUD før eventuell produksjon.

Det er også verdt å merke seg at man ved en fasert produksjon av volumer fra flere felt inn mot en felles prosess plattform vil forvente en reduksjon i totale utslipp sammenliknet med en serie med uavhengige utbygginger. Over tid vil man oppnå en høyere gjennomsnittlig virkningsgrad enn om all prosessering foregår distribuert.

Statens strålevern

Uttalelse:

Strålevernet har ingen nye kommentarer til konsekvensutredningen. Strålevernet ønsker å gi en kort veiledning de viktigste delene av forurensnings- og strålevernregelverket som regulerer håndtering av radioaktivt avfall og forurensning samt vern av ansatte mot stråleeksponering.

I nytt regelverk for håndtering av radioaktivt avfall og radioaktiv forurensning samt revidert strålevernforskrift (januar 2011) er de viktigste endringene at håndtering av radioaktivt avfall forvaltes etter forskrift om forurensningslovens anvendelse på radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall og avfallsforskriftens kapittel 16. Det er satt nuklidespesifikke grenser for hva som regnes som radioaktivt avfall. Avfall over disse grensene skal håndteres forsvarlig og sendes til virksomhet med tillatelse til å ta imot radioaktivt avfall. Det vises også til veileder nr.13 Veiledning om radioaktivt forurensning og radioaktivt avfall fra petroleumsvirksomheten.

Bruk av radioaktive kilder og vern av ansatte mot eksponering av radioaktive stoffer forvaltes etter strålevernslov og -forskrift. Vern av ansatte mot eksponering av radioaktivt avfall og forurensning i petroleumsvirksomheten er ikke godkjenningsspliktig, men strålevernsforskriften stiller generelle krav for vern av ansatte.

Operatørens svar:

Operatøren bekrefter at det vil bli søkt om tillatelser som er påkrevd i henhold til gjeldende regelverk.

Uttalelse:

Lundin Norway AS planlegger å injisere produsert vann som blant annet inneholder radioaktive stoffer. Petroleumsindustriens nullutslippsmål inkluderer også naturlig forekommende radioaktive stoffer, og injeksjon av produsert vann vil bidra til å overholde formålet med lavere utslipp av radioaktive stoffer til sjø.

Statens strålevern anser likevel at injeksjon av produsert vann er utslipp til grunn, og er dermed tillatelsespliktig i henhold til forurensningsforskriften.

Operatørens svar:

Operatøren vil fremlegge en søknad vedrørende tillatelse til drift av feltet for Klima- og forurensningsdirektoratet. I tillegg vil søknad om injeksjon av produsert vann med naturlige radioaktive stoffer bli sendt Strålevernet for godkjenning.

Petroleumstilsynet

Uttalelse:

Petroleumstilsynet har ingen kommentarer til konsekvensutredningen.

Operatørens svar:

Operatøren tar til orientering at Petroleumstilsynet ikke har kommentarer til konsekvensutredningen.

Havforskningsinstituttet

Uttalelse:

Havforskningsinstituttet har ingen kommentarer til konsekvensutredningen.

Operatørens svar:

Operatøren tar til orientering at Havforskningsinstituttet ikke har kommentarer til konsekvensutredningen.

Norges Fiskarlag

Uttalelse:

Utbyggingen hevdes ikke ha store negative konsekvenser for fiskeri, selv om det samtidig påpekes at

det i følge sporing har vært en økende aktivitet fra fiskeflåten i området. Det er dette som fra vår side ofte omtales som usikkerheten om framtidig aktivitet. Denne varierer i takt med en fiskebestands størrelse, område hvor denne bestanden oppholder seg og hvilke kvoter som er tillatt fangstet.

I tillegg er det sammenheng mellom den biologiske ressursen i sjøen og hva som kan forventes på overflate (sjøfugl og sel).

Operatørens svar:

Operatøren tar uttalelsen til etterretning.

Uttalelse:

Norges Fiskarlag registrerer at det i konsekvensutredningen nærmest slås fast at det ikke er noen forstyrrelser utenfor en radius på 100 meter fra brønnen. Dokumentasjonen som foreligger kan godt bekrefte at dette er hovedregel, men sannsynligheten for påvirkning utenfor denne radiusen er sikkert til stede.

I hvor stor grad denne påvirkningen har betydning for det marine miljøet i området, avhenger ikke bare av hva som slippes ut til sjø fra feltet, men hva og hvor mye som slippes ut i området totalt. Den sedimentering som vil skje ved utslipp av borekaks når det benyttes vannbasert borevæske, vil forstyrre bunnfauna, og lite vil bli restituert før det er gått flere år. Hvorvidt dette har noen negativ innvirkning på fiskeressursene muligheter for en bekymringsfri utvikling, er ikke tilstrekkelig dokumentert.

Operatørens svar:

Petroleumsindustrien har siden 70-tallet overvåket havmiljøet for å undersøke mulige effekter som følge av aktivitetene. I dag er miljøovervåkingen en del av et regionalt overvåkingsprogram som gjennomføres hvert tredje år. Miljøovervåkingen omfatter undersøkelser av sediment, vannsøyle og visuell kartlegging av sjøbunn. Undersøkelsene utføres av uavhengige konsulenter og resultatene gjøres offentlig tilgjengelige.

Alle felt som skal settes i drift må gjennomføre en grunnlagsundersøkelse før utbygging. Deretter undersøkes feltet hvert tredje år med hensyn til fysisk, kjemisk og biologisk tilstand i sedimentene. Detaljerte retningslinjer sikrer at resultatene fra ulike undersøkelser er sammenliknbare over tid.

Forskere har konkludert at utslippene fra petroleumsvirksomheten ikke er av betydning for arter eller økosystemer.

Uttalelse:

Norges Fiskarlag registrerer at det ved bruk av oljeholdig borevæske planlegges dette tatt til land. Videre vil produsert vann bli benyttet som trykkstøtte og reinjisert.

Totalt vil dette ikke gi store utslipp til sjø og dersom fokus på ytterligere utslippsreducerende tiltak blir beholdt vil boring av de planlagte brønnene ikke bidra til vesentlige økte utslipp.

Operatørens svar:

Prosjektets målsetning om null skade på miljø vil bli videreført i alle faser av installasjonens levetid.

Uttalelse:

Det framheves at denne utbyggingen vil bidra positivt til den norske økonomien. Norges Fiskarlag hadde gjerne sett at dette bidraget hadde blitt vurdert i forhold til andre positive bidrag fra det utredede området.

Operatørens svar:

Utbyggingen vil bidra positivt til den norske økonomien og må sees som et tillegg til bidrag fra øvrig virksomhet i det utredede området. I konsekvensutredningen er det ikke avdekket forhold som medfører varige begrensninger for annen virksomhet utenfor sikkerhetssonen på 500-meter.

ZERO

Uttalelse:

ZERO stiller spørsmålstegn til tidsplanen for behandling av Plan for utbygging og drift (PUD). ZERO ber Olje- og energidepartementet sikre at høringsinnspillene til KU blir tatt hensyn til i PUD-prosessen.

Operatørens svar:

Operatøren tar uttalelsen til orientering. Kommentaren er rettet til Olje- og energidepartementet.

Uttalelse:

Stortinget må pålegge elektrifisering som kraftløsning ved alle nye utbygginger på norsk sokkel.

Operatørens svar:

Operatøren tar uttalelsen til orientering. Kommentaren er rettet til Stortinget.

Operatøren vil hevde at det er klare samfunnsøkonomiske gevinster ved en fasert utbygging og at en eventuell områdeløsning for elektrifisering må inkludere den største forventede kraftforbrukeren i området. Operatøren har valgt en løsning som muliggjør elektrifisering av flere uavhengige utvinningstillatelser og timeplaner.

Et krav om synkroniserte utbygginger i området vil føre til forsinkelser hvilket resulterer i at den totale samfunnsøkonomiske kostnaden for elektrifisering øker i betydelig grad.

Uttalelse:

ZERO finner grunn til å påpeke at bruken av BAT-definisjonen blir fullstendig meningsløs dersom det skal være opp til hver operatør å selv definere hva som er BAT ut i fra egendefinerte økonomiske kriterier. ZERO mener det er helt naturlig å anse kraft fra land fra dag én som BAT ettersom dette vil hindre store klimagassutslipp.

Operatørens svar:

Operatøren tar uttalelsen til orientering.

Uttalelse:

ZERO stiller spørsmålstegn med hva som ligger til grunn for tallet som oppgis til å være kostnad ved en eventuell utsettelse av feltet.

Operatørens svar:

Nåverdien for prosjektet før skatt diskontert med samfunnsrenten.

Uttalelse:

Konsekvensene av klimagassutslippene fra feltet vil være betydelig i et langsiktig perspektiv.

Operatørens svar:

Aktiviteten på feltet vil føre til en tilførsel av klimagasser til atmosfæren tilsvarende ca. 1 % av forventede totale utslipp fra petroleumsindustrien i Nordsjøen. Gjennomsnittlige årlige utslipp av CO₂-ekvivalenter fra feltet i perioden 2015-2030 tilsvarer om lag 0,17 % av de totale norske utslippene i 2010. Bidraget fra feltet vurderes som lavt i både et nasjo-

nalt og globalt perspektiv. Miljøkonsekvenser knyttet til operasjonelle utslipp til luft er vurdert til lav negativ påvirkning.

Uttalelse:

På bakgrunn av den svært mangelfulle og feilaktige informasjonen om tiltakskostnader for elektrifiseringsalternativet mener ZERO at departementet må sende KU i retur og be om en ny og bedre vurdering av dette punktet, hvor det legges til grunn en betydelig høyere CO₂-kostnad, samt at kostnadene for områdeelektrifisering presenteres skikkelig. Blant annet er anslagene for framtidig CO₂-pris for lave.

Operatørens svar:

Underlaget for beregningene er utgitt som en rapport basert på anbefalte metoder og tall fra Klimakur.

Uttalelse:

ZERO vil understreke at Lundins løsning, med installasjon av gassturbiner nå og «elektrifiseringsklar» plattform vil fordyre en område-elektrifisering.

Operatørens svar:

Kostnadene ved utsettelse av prosjektene i påvente av område-elektrifisering må inkluderes i samfunnsøkonomiske beregninger. En utsettelse av dette prosjektet har en estimert ekstra samfunnskostnad på 3-4 mrd NOK per år før skatt. Dette er i tråd med beregningsmetodikken som myndighetene legger til grunn for deres vurderinger.

Uttalelse:

Avgjørelser om elektrifisering i dag, vil gi flere år før strømmen kan skrus på til feltet. Det er bety-

delige strømmengder som også krever en god tilrettelegging fra kraftsystemet på land. Eventuell manglende tilrettelegging for det i dag, må ikke brukes som et argument mot gjennomføring av elektrifisering.

Operatørens svar:

Plattformen er forberedt for bruk av kraft fra land ved realisering av en områdeløsning. Planlegging og investeringene for senere tilknytning av feltet til en områdeløsning for kraft fra land er allerede tatt. Øvrige kostnader vil bli begrenset til innkjøp og installasjon av sjøkabel mellom feltet og en offshore fordelingsplattform for strøm. Denne kostnaden vurderes å være uavhengig av tidspunktet for oppkobling.

Uttalelse:

Fellesrapporten fra de tre selskapene viser at det er fullt mulig å elektrifisere hele Utsirahøyden og at dette vil være økonomisk lønnsomt. Zero ber derfor Olje- og energidepartementet avvise en eventuell PUD hvor elektrifisering ikke ligger inne som kraftløsning fra dag én. ZERO mener at det er rimelig å legge til grunn at det er, og vil være, tilstrekkelig med kraft og sterkt nok nett i området til å elektrifisere hele Utsirahøyden. ZERO vil også understreke at det er viktig å styrke nettet og bygge ut mer fornybar energi for å elektrifisere andre deler av sokkelen.

ZERO mener det er uheldig at arbeidet med samordning av elektrifisering av de tre feltene ikke har startet tidligere, og at en må ta lærdom av dette ved behandling av andre felt på sokkelen og starte denne type samhandling på et tidlig tidspunkt.

Operatørens svar:

Operatøren tar uttalelsene til orientering.
