



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.prp. nr. 41

(2003–2004)

Utbygging og drift av Ormen Lange og
anlegg og drift av Langeled m.v.

Innhold

1	Sammendrag	5			
2	Utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled	7			
2.1	Hovedtrekk i plan for utbygging og drift av Ormen Lange.....	7			
2.1.1	Omtale av prosjektet	7			
2.1.2	Økonomi for Ormen Lange	10			
2.2	Hovedtrekk i plan for anlegg og drift av Langeled	11			
2.2.1	Omtale av prosjektet	11			
2.2.2	Økonomi for Langeled	13			
2.3	Konsekvensutredning	13			
2.3.1	Konsekvensutredningsprosessen	13			
2.3.2	Gjennomgang av hovedpunkter og tiltak i konsekvensutredningene	14			
2.3.2.1	Miljømessige virkninger	14			
2.3.2.2	Virkninger for fiskerivirksomhet	15			
2.3.2.3	Øvrige virkninger	15			
2.3.3	Høring av konsekvensutredningene	16			
2.4	Vurdering av utbyggingsplanene for Ormen Lange og Langeled	21			
2.4.1	Sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering	21			
2.4.2	Olje- og energidepartementets vurdering av Ormen Lange og Langeled	23			
2.4.2.1	Oljedirektoratets vurdering av PUD for Ormen Lange	23			
2.4.2.2	Oljedirektoratets vurdering av PAD for Langeled	24			
2.4.2.3	Olje- og energidepartementets samlede vurdering av Ormen Lange.	25			
			2.4.2.4	Olje- og energidepartementets samlede vurdering av Langeled.....	26
			2.5	Budsjettmessige konsekvenser for SDØE	27
			2.6	Konklusjoner og vilkår	27
			3	Petoro AS – fullmakt fra Stortinget til å delta i visse transaksjoner i petroleumsvirksomheten	29
			3.1	Innledning	29
			3.2	Bakgrunn	29
			3.3	Verdioppgradering av statens gass etter avsetningsinstruksen	29
			3.4	SDØE-deltakelse i pre-interessentskapsfasen ved anlegg av nye rørledninger på norsk kontinentalsokkel	30
			3.5	Transaksjoner knyttet til utvidelse/tilpasning av Gassled	31
			3.6	Petoro – forholdet til overdragelser .	31
			3.6.1	Uttreden	31
			3.6.2	Forenklet samordning	32
			3.7	Samordning	32
			3.7.1	Utbygging av en ny forekomst innenfor et samordnet område	32
			3.7.2	Overdragelse av deltakerandeler i utvinningstillatelser som omfattes av en samordningsavtale	33
				Forslag til vedtak om utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled m.v.	34



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.prp. nr. 41

(2003–2004)

Utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled m.v.

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 27. februar 2004,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Bondevik II)*

1 Sammendrag

Ormen Lange-feltet er et gass- og kondensatfelt i Norskehavet om lag 100 km utenfor kysten av Møre og Romsdal. Feltet er Norges nest største gassforekomst. De utvinnbare reservene er anslått til 397 milliarder Sm³ gass og 29 millioner Sm³ kondensat.

Ormen Lange planlegges utbygd ved at gassen fra feltet ilandføres og prosesseres i et landanlegg på Nyhamna i Aukra kommune i Møre og Romsdal. Det planlegges å prosessere i størrelsesorden 70 mill. Sm³ gass per døgn tilsvarende 21 mrd. Sm³ gass per år og om lag 5000 Sm³ kondensat per døgn. Planlagt oppstart av produksjonen er oktober 2007. Fra Nyhamna planlegges et nytt rørledningssystem for gass – Langeled – som vil gå via en plattform på Sleipner-feltet i Nordsjøen til Easington i Sør-England. Oppstart for rørledningen fra Nyhamna til Sleipner er oktober 2007, mens oppstart for rørledningen fra Sleipner til Sør-England er oktober 2006. Transportkapasiteten for gass fra norsk sokkel til Storbritannia vil med dette øke med over 21 mrd. Sm³ per år. Dette tilsvarer en økning på om lag 20 pst. i transportkapasiteten for gass fra norsk sokkel. Tilkoblingen på Sleipner vil knytte Langeled til Gassled og dermed øke fleksibiliteten i gass-transportsystemet.

Rettighetshavere i Ormen Lange-feltet er Petoro AS¹, Norsk Hydro Produksjon a.s (Hydro), A/S Norske Shell (Shell), Statoil ASA (Statoil), BP Norge AS og Esso Exploration and Production Norway AS. Hydro vil være operatør for feltet i utbyggingsfasen og Shell vil være operatør i driftsfasen.

Deltakerne i Langeled er Petoro AS, Norsk Hydro Produksjon a.s, Norske Shell Pipelines AS, Statoil ASA, BP Norge AS, Esso Exploration and Production Norway AS og Norske ConocoPhillips AS. Hydro vil bli utpekt til å være utbyggingsoperatør og Gassco AS vil bli utpekt til å være driftsoperatør, i henhold til forslag til vedtak i denne proposisjon.

Investeringer ved utbyggingen av Ormen Lange og Langeled er av operatøren beregnet til henholdsvis 46,5 mrd. 2003-kroner og 19,4 mrd. 2003-kroner, totalt 65,9 mrd. 2003-kroner. Nåverdien av utbyggingen av Ormen Lange-feltet er av operatøren anslått til 32,4 mrd. 2003-kroner, 7 pst. reelt før skatt.

Departementet har innhentet en vurdering fra Oljedirektoratet (OD) av de ressursmessige og tekniske sidene ved Ormen Lange-prosjektet og Lan-

¹ Petoro AS er rettighetshaver for statens deltakerandel (statens direkte økonomiske engasjement – SDØE)

geled-prosjektet. Videre har departementet innhentet en vurdering fra Arbeids- og administrasjonsdepartementet (AAD) av de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forholdene knyttet til prosjektene.

Hydro har utarbeidet konsekvensutredninger for Ormen Lange og Langeled som har vært på høring. Det har i høringsuttalelsene ikke kommet frem forhold som tilsier at ovennevnte utbyggingsplaner ikke bør godkjennes.

Med utgangspunkt i beregningene som er lagt til grunn i plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift, mener departementet at utbyggingen av Ormen Lange er et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt. Langeled vil være et viktig bidrag for å øke norsk gass eksport samt å øke fleksibiliteten i gasstransportsystemet. Departementet mener videre at utbyggingene kan gjennomføres innenfor akseptable miljø-, fiskeri- og sikkerhetsmessige rammer. Olje- og energidepartementet gir sin tilslutning til at Ormen Lange og Langeled blir bygget ut i henhold til planen for utbygging og drift og planen for anlegg og drift som rettighetshaverne har fremlagt, med de merknader og på de vilkårene som fremgår av denne proposisjonen.

Olje- og energidepartementet vil be Stortinget om enkelte fullmakter som skal bidra til at Petoro

fullt ut kan ivareta sin oppgave som rettighetshaver og forvalter av SDØE-andelene. Departementets anmodning er begrunnet i hensynet til at staten som direkte deltaker i virksomheten skal bidra til å sikre en god fremdrift i forretningsmessige transaksjoner, til å redusere forretningsmessig usikkerhet for andre rettighetshavere, og til å bevare konfidensialitet i forretningsmessige transaksjoner. De transaksjoner det er tale om, er alle en del av den normale kommersielle virksomheten på sokkelen, men som etter sin natur likevel krever Stortingets aksept eller tilsagn. De tilfellene det gjelder er investeringer etter avsetningsinstruksen, SDØE-deltakelse i pre-interessentskapsfasen ved anlegg av nye rørledninger, transaksjoner knyttet til utvidelse/tilpasning av Gassled, overdragelser for så vidt gjelder en rettighetshavers uttreden fra et interessentskap og forenklet samordning, samt enkelte andre forhold knyttet til samordning

En oversikt over bruk av disse fullmaktene vil på vanlig måte bli rapportert til Stortinget i den årlige nysalderingsproposisjonen. Bevilgningsmessige virkninger av bruk av fullmaktene vil bli innarbeidet i de vanlige budsjettforemleggene.

2 Utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled

2.1 Hovedtrekk i plan for utbygging og drift av Ormen Lange

Departementet mottok 4. desember 2003 plan for utbygging og drift (PUD) av Ormen Lange som omfatter utbygging av Ormen Lange-feltet, rørledninger til land og landanlegg på Nyhamna i Aukra kommune. Planlagt oppstart for Ormen Lange er oktober 2007.

2.1.1 Omtale av prosjektet

Ormen Lange-feltet og ilandføring

Ormen Lange-feltet ligger 100 kilometer nordvest av Mørekylen. Feltet omfattes av utvinningstillatelsene 208 (blokk 6305/7), 209 (blokkene 6305/4 og 6305/5) og 250 (blokk 6305/8). Utvinningstillatelsene 208 og 209 ble tildelt i 1996, mens utvinningstillatelse 250 ble tildelt i 1999.

Rettighetshavere er Petoro AS, Norsk Hydro Produksjon a.s, A/S Norske Shell, Statoil ASA, BP Norge AS og Esso Exploration and Production Norway AS. Hydro ble utpekt som operatør for Ormen Lange-feltet i utbyggingsfasen og Shell ble utpekt som operatør i driftsfasen. Shell vil forestå driftsforberedelsene for undervanns- og landinstallasjonene i tillegg til å være ansvarlig for å bore produksjonsbrønnene. Det ble inngått samordningsavtale for utvinningstillatelsene 3. desember 2003. Rettighetshavernes deltakerandeler i det unitiserte Ormen Lange-feltet er angitt i tabell 2.1.

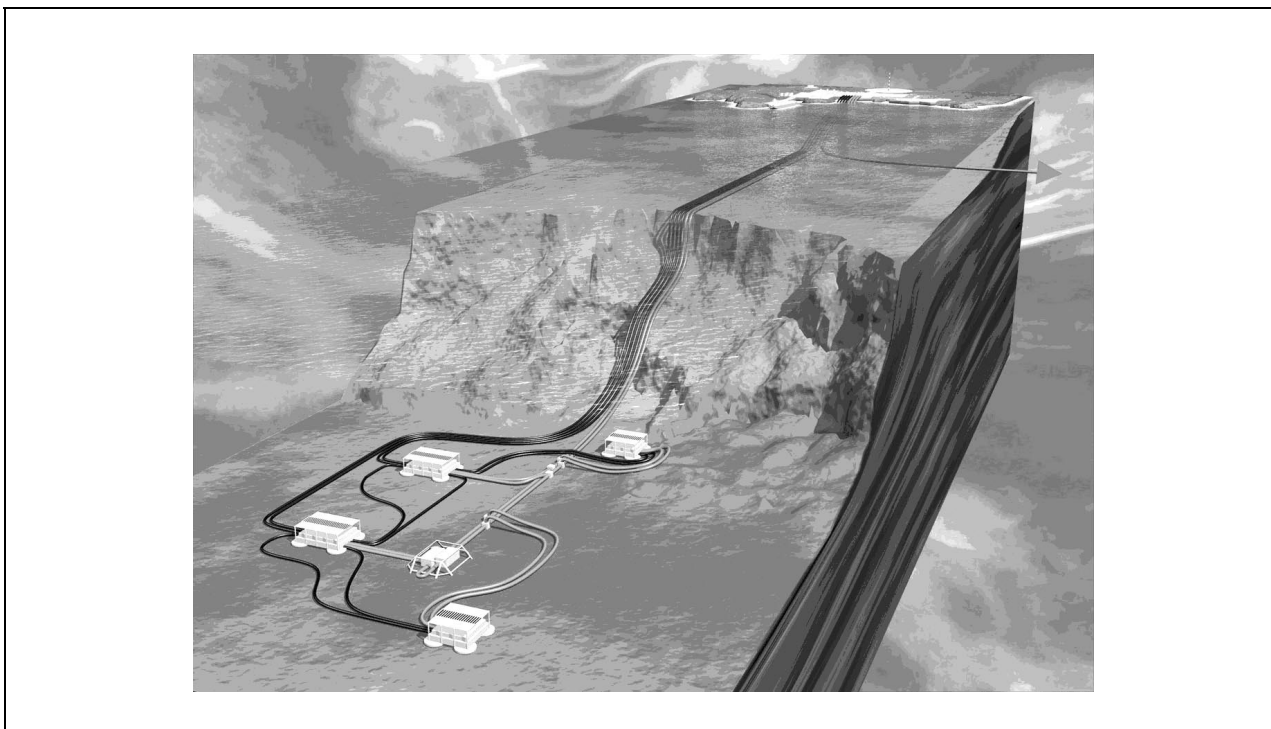
Tabell 2.1 Rettighetshavere i Ormen Lange

Selskap	Deltakerandel i pst
Petoro AS	36,4750
Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør i utbyggingsfasen)	18,0728
A/S Norske Shell (operatør i driftsfasen)	17,0375
Statoil ASA	10,8441
BP Norge A/S	10,3420
Esso Exploration and Production Norway AS	7,2286
Sum	100,0

Ormen Lange har en utstrekning på ca. 350 kvadratkilometer. Feltet er om lag 40 kilometer langt og 8–10 kilometer bredt. De gassførende lagene er beregnet til å være 20–70 meter tykke. Reservoaret ligger ca. 2000 meter under havbunnen og på et havdyp på 800–1100 meter. Feltet ble oppdaget i 1997. Det er boret fem lete- og avgrensingsbrønner.

Ormen Lange-feltet planlegges utbygget med fire undervannsinntak (brønnrammer) med 24 produksjonsbrønner, men med mulighet for opptil 28 brønner. Det planlegges i første omgang å bygge ut to brønnrammer i den sentrale delen av feltet med plass til 8 brønner i hver. Senere vil det bli satt ut ytterligere to brønnrammer med plass til totalt 12 brønner. Boring av brønnene planlegges å starte i 2005 ved bruk av en flyttbar borerigg. Siden utbyggingen av Ormen Lange foregår stegvis, er det ifølge operatøren en mulighet for å redusere antall brønner og unngå utplassering av en eller to av de planlagte brønnrammene. Dette vil vurderes etter tilstrekkelig produksjonserfaring.

Strømmen av gass, kondensat og vann fra Ormen Lange vil bli transportert ubehandlet gjennom to 30 tommers rørledninger til landanlegget på Nyhamna. Rørledningstraseen vil gå opp den bratte Storegga-skrenten, og gjennom Storegga-fordypningen som ble dannet etter et ras for ca. 8200 år siden. Ormen Lange-prosjektet har utført omfattende vurderinger av rasfaren i Eggakanten. Ifølge operatøren er det ikke fare for nye ras i Eggakanten og området er stabilt for rørlegging. Små skred kan imidlertid inntreffe og operatøren vil ta hensyn til dette under design og plassering av rørledninger. Risikoen for små lokale utrasninger er lav. Rutevalg og installasjoner i bakkant av Storegga vil bli utført på en slik måte at de nødvendige krav til sikkerhet er tilfredsstillt.



Figur 2.1 Feltutviklingsløsning for Ormen Lange med undervannsbrønnrammer, rørledninger til Nyhamna landanlegg og starten av Langeled gasstransport.

For å hindre at brønnstrømmen fryser er det nødvendig med injeksjon av frostvæske ute på feltet. Frostvæsken vil føres fra landanlegget ut til feltet i to 6 tommers rørledninger og kontinuerlig injiseres i transportrørene ved hver brønn på havbunnen. Fra brønnhodene vil frostvæsken bli ført sammen med brønnstrømmen til land, og skilt før den går tilbake til feltet for gjenbruk.

Nyhamna

Det ble i 2002 besluttet at Ormen Lange skulle bygges ut basert på at brønnstrømmen ble transportert til og behandlet på en landterminal. Alternativet hvor gass og kondensat ble behandlet og skilt på plattform og gassen sendt direkte i en eksportørledning ble ansett for å være en dårligere løsning.

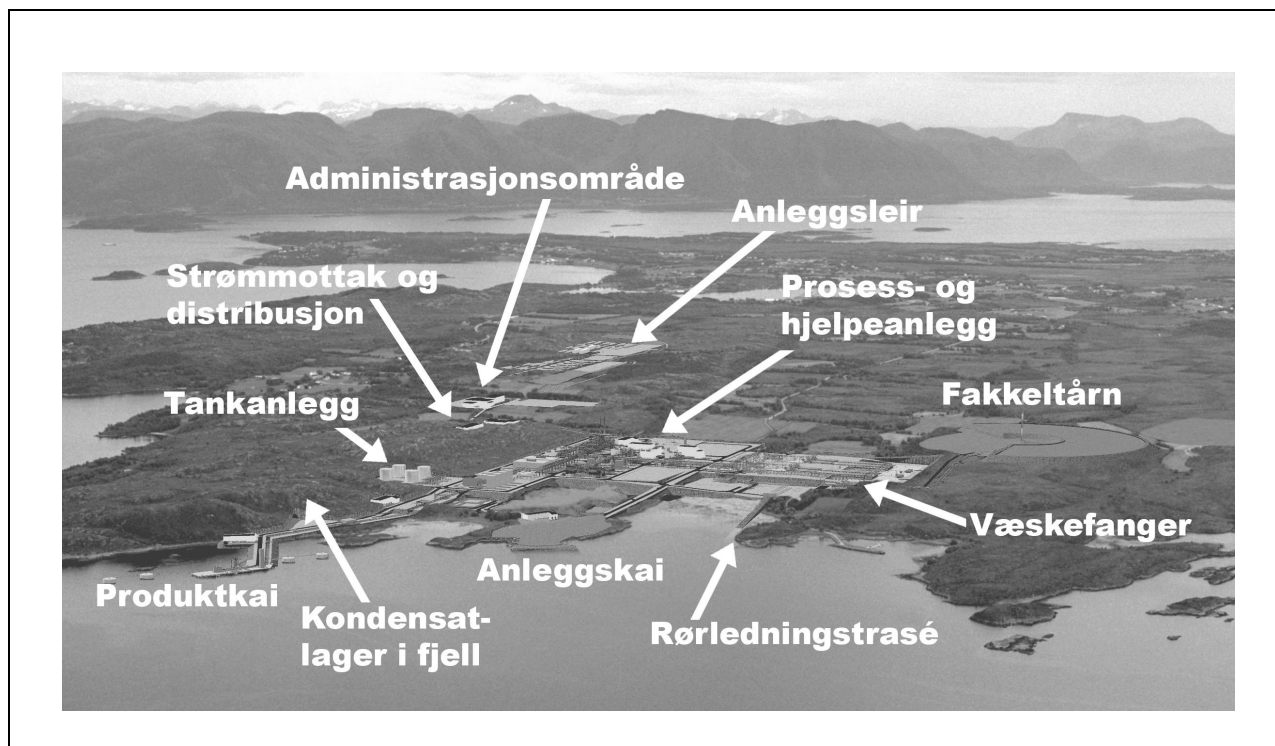
Valget av Nyhamna som ilandføringssted er et resultat av en grundig vurdering av operatøren av alternative lokaliseringer på Mørekynten, herunder Tjeldbergodden. Opprinnelig ble 14 steder vurdert. Disse ble i løpet av en toårsperiode gradvis redusert til fire, og til slutt ett. Rettighetshaverne i Ormen Lange foretok valget på grunnlag av en samlet vurdering av økonomi, arealbeslag som følge av landterminal, miljø og sikkerhet, fiskerihensyn og

samfunnsmessige virkninger. Departementet sluttet seg i brev 12. juli 2002 vedrørende fastsettelse av program for konsekvensutredning, til rettighetshavernes beslutning om at kun Nyhamna skulle omhandles i den videre konsekvensutredningsprosessen.

Brønnstrømmen vil bli fraktet til landanlegget på Nyhamna hvor gass, kondensat, vann og frostvæske separeres. Gassen vil bli behandlet i et vannfjernings- og tørkeanlegg før den komprimeres for eksport. Kondensatet vil bli stabilisert og lagret i en fjellhall før det lastes på skip for eksport. Produsert vann vil bli rensset før det slippes ut i havet. Byggestart for landanlegget vil ifølge planene finne sted våren 2004.

Gassproduksjonen fra Ormen Lange forventes i løpet av de første tre årene å øke til et platånivå på 21 mrd. Sm³ per år. Produksjonen vil avta noe etter 2013 og deretter avta kraftig fra rundt år 2020. Feltet er forventet å kunne produsere frem til 2046. Anleggets behandlingsskapasitet vil være 70 mill. Sm³ gass per dag.

Det vil på det meste bli produsert om lag 5000 m³ kondensat i døgnet. Det forventes ca. 2–5 skipninger av kondensat per måned avhengig av produksjonsnivå og skipsstørrelser.



Figur 2.2 Nyhamna Landanlegg

Utbyggingen av landanlegget på Nyhamna omfatter planering og bearbeiding av store areal. Anlegget omfatter prosessanlegg og hjelpeutstyr, mottaks- og eksportanlegg for gassrørledningene, elektroanlegg som koblings- og transformatorstasjoner, lager og utskipningsanlegg for kondensat, administrasjonsbygning, verksted- og lagerbygning, brannstasjon, parkering, forlegnings- og riggområder og anleggskai.

I tillegg omfatter utbyggingen areal rundt fakkeltårn samt enkelte riggområder, deponeringsområder for overskuddsmasse, sikringsfelt rundt prosessanlegget og fakkeltårn. Det vil samtidig legges til rette for mindre fremtidige utvidelser. Anlegget vil også kreve areal utover anleggsdelenes fysiske utstrekning som følge av krav om sikkerhetsavstander, samt krav om begrensning av støypåvirkning.

Kraftbehovet (mekanisk og elektrisk energibehov) til landanlegget planlegges dekket ved strøm fra nettet. Det må bygges kraftforsyningslinjer til Nyhamna og Statnett planlegger traseer for 420 kilovolts hovedforsyning og 420 kilovolts reserveforsyning. Kraftforsyning til Ormen Lange via sentralnettet behandles av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) på grunnlag av egne meldinger, konsekvensutredninger og søknader om nødvendige tiltak fra Statnett. NVE tar sikte på å sluttbehandle mottatte søknader om anleggskonsesjon etter energiloven tidlig i 2004.

Fremtidig kompresjon

De første 8–12 årene etter at Ormen Lange-feltet er satt i drift, planlegges det å utnytte trykkenergien fra reservoaret til å bringe gassen fra feltet inn til land. Etter denne tid vil det på grunn av fallende reservoartrykk som følge av produksjon fra feltet bli behov for trykkstøtte for å opprettholde produksjonsvolumet. Det planlegges således fremtidig kompresjon på feltet. Tidspunktet for installasjon av trykkstøtte vil blant annet avhenge av reservoarforhold og produksjonsrate. Alternative kompresjonsløsninger er en kompresjonsplattform eller et undervanns kompresjonsanlegg. En endelig plan for en fremtidig kompresjonsenhet vil legges frem på et senere tidspunkt.

Kraftproduksjon og eventuelle muligheter for reinjeksjon av CO₂

I tråd med vedtak i Stortinget 22. februar 1996 og Innst. S. nr. 114 (1995 – 1996) skal det i forbindelse med alle nye feltutbygginger på norsk sokkel legges frem en oversikt over energiforbruk og kostnader ved å elektrifisere innretningen fremfor å bruke gassturbiner, samt vurdering av kostnadene ved å reinjisere CO₂ fra produsert gass, og fra plattformer og turbiner. Når det gjelder utbyggingen av Ormen Lange planlegges det som tidligere omtalt å dekke

kraftbehovet ved elektrisitet fra nettet. Når det gjelder utbyggingsløsning, herunder kraftforsyning til en fremtidig kompresjonsenhet, vil dette bli gjenstand for separat vurdering på et senere tidspunkt (om lag 8-12 år frem i tid). Mulige løsninger for kompresjon kan være plattformløsning enten med egengenerert elektrisitet basert på gass (turbiner) eller elektrisitet fra land, alternativt undersjøisk kompresjon med elektrisitet fra land. En evt. kompresjon med egengenerert elektrisitet vil medføre utslipp av CO₂ og NO_x. Dette vil fremgå i forbindelse med en fremtidig plan for en kompresjonsenhet.

Når det gjelder den produserte gassen, er CO₂-innholdet svært lavt (0,2 pst.) og langt under de krav som stilles til CO₂-innhold i salgsgass. Det vil således ikke være aktuelt å fjerne CO₂ fra den produserte gassen.

Avslutning og endelig disponering

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt frem en avslutningsplan, inkludert konsekvensutredning med forslag til endelig disponering av innretningene til havs.

2.1.2 Økonomi for Ormen Lange

Investeringene i utbygging av felt, rørledninger til land og landanlegg er av Hydro beregnet til 46,5

mrd. 2003-kroner. Dette omfatter en fremtidig utbygging av kompresjonsplattform.

Tabell 2.2 viser fordelingen av investeringene i feltutbygging, rørledninger fra feltet til land, landanlegg og fremtidig kompresjon.

Tabell 2.2 Investeringer

	Mill. 2003-kr.
Undervannsanlegg	5 354
Landanlegg	16 390
To 30" rørledninger til land	4 652
Boring og ferdigstilling	6 600
Kontrollkabel og linje for frostvæske	2 505
Fremtidig kompresjon	8 880
Prosjektledelse	200
Prosjektreserve	1 931
Totalsum	46 512

Investeringsanslaget inkluderer en prosjektreserve på 1,9 mrd. kroner som skal dekke uforutsette økninger i investeringskostnadene. Anslaget for investeringskostnader er ifølge operatøren et 70/30 estimat som innebærer at det er 70 pst. sannsynlighet for at investeringene blir lavere og 30 pst. sannsynlighet for at investeringsanslaget blir høyere enn 46,5 mrd. 2003-kroner. Prosjektreserven som utgjør om lag 4 pst. av investeringene, blir av operatøren ansett som rimelig for et prosjekt av denne størrelse og kompleksitet. Investeringenes fordeling over tid er vist i tabellen 2.3.

Tabell 2.3 Årlige investeringer i Ormen Lange i mill. 2003-kroner

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Sum
3 129	9 854	12 221	5 304	909	1 252	1 064	1 696	1 932	1 493	3 095	3 127	1 436	46 512

Av de totale investeringene på 46,5 mrd. 2003-kroner vil det bli foretatt investeringer for om lag 16 mrd. 2003-kroner etter at feltet er kommet i drift. Disse investeringene er knyttet til boring av flere brønner med tilhørende brønnrammer, basert på produksjonserfaring samt til fremtidig kompresjon. Operatøren legger i kostnadsestimatet til grunn bygging av en plattform for fremtidig kompresjon, ferdigstilt i 2016. Det er en reell mulighet for at teknologien for undervannskompresjon er klar før beslutningen om kompresjon må bli tatt. Undervannskompresjon vil kunne gi en lavere investering. Operatøren vil arbeide videre for å kvalifisere en undervannskompresjonsløsning, som også vil kunne gi

positive ringvirkninger for andre felt på norsk sokkel.

Hydro har beregnet sensitiviteter for investeringene på Ormen Lange. Operatøren vurderer det slik at det er 10 pst. sannsynlighet for at kostnadene blir lavere enn 40,3 mrd. kroner og 10 pst. sannsynlighet for at kostnadene blir høyere enn 49,4 mrd. kroner. Det er m.a.o. 80 pst. sannsynlighet for at investeringskostnadene blir mellom 40,3 mrd. og 49,4 mrd. 2003-kroner.

De totale driftskostnadene for Ormen Lange er beregnet til 1,2 mrd. 2003-kroner per år når feltet produserer på platånivå.

Ifølge operatøren er det samfunnsøkonomisk

lønnsomt å bygge ut Ormen Lange. Nåverdien av differansen mellom fremtidige inntekter og kostnader er beregnet til 32,4 mrd. 2003-kroner (7 pst. reelt før skatt) ved forutsetning om en pris på 60 øre per Sm³ for gass levert i Storbritannia. I beregningen er det trukket fra transportkostnader basert på en forutsetning om 7 pst. avkastning før skatt på investeringene i Langeled. Internrenten for Ormen Lange er anslått til 17,4 pst. (reelt før skatt). Ved en gasspris på 41 øre per Sm³ oppnås en avkastning på 7 pst. før skatt (balansepris).

2.2 Hovedtrekk i plan for anlegg og drift av Langeled

Departementet mottok 4. desember 2003 plan for anlegg og drift (PAD) for transportsystem fra Nyhamna via Sleipner til Storbritannia (Langeled).

2.2.1 Omtale av prosjektet

Gasstransportsystemet Langeled vil transportere gass fra landanlegget for Ormen Lange på Nyhamna, via et tilknytningspunkt på Sleipner stigerørplattform til en ny mottaksterminal i Easington på Englands østkyst. Transportsystemet vil bestå av en 42 tommers rørledning med tykk vegg fra Nyhamna til Sleipner (nordlig rørledning), og en 44 tommers rørledning fra Sleipner til Easington (sørlig rørledning). Transportsystemet vil ha en total lengde på om lag 1200 kilometer.

Den valgte rørledningstraseen går ut fra Nyhamna gjennom Bjørnsundet. Rørledningen vil bli installert ved siden av og sør for rørledningene fra Ormen Lange-feltet. Rørledningen vil krysse rørledningen Åsgard Transport ca. 110 km fra Nyhamna og følge Åsgard Transport sørover. Etter ca. 200 km planlegges traseen å bøye av fra Åsgard Transport i tilnærmet rett linje videre mot Sleipner. Endelig trasé vil bli fastlagt senere. Innspill fra berørte parter, som fiskeriinteresser og rettighetshavere, vil bli hensyntatt.

Kapasiteten i den nordlige rørledningen vil være vel 80 mill. Sm³ per dag og kapasiteten i den sørlige rørledningen vil være på ca. 70 mill. Sm³ per dag. Det er planlagt at Ormen Lange-feltet initielt vil ha behov for transport av maksimalt 70 mill. Sm³ gass per dag, og den ekstra kapasiteten i den nordlige rørledningen er således tilgjengelig for eventuell økt produksjon fra feltet eller fra andre felt som eventuelt ilandføres på Nyhamna eller knyttes på den nordlige rørledningen. Kapasiteten kan utvides ytterligere ved å redusere mottakstrykket på Sleipner.

Det vil bli foretatt modifikasjoner på stigerørplattformen på Sleipner slik at gassen fra Nyhamna kan styres fra Sleipner og transporteres videre til Storbritannia. Tilkoblingen på Sleipner gjør det også mulig å transportere gass fra andre felt til Storbritannia gjennom Langeled, samtidig som gass fra Ormen Lange kan sendes videre fra Sleipner mot kontinentet gjennom det eksisterende transportsystemet. Det nye transportsystemet har sitt hovedgrunnlag i utbyggingen av Ormen Lange, men utgjør samtidig en videreutvikling av det helhetlige norske gasstransportsystemet og skal også dekke andre felts behov for transport.

Gassen fra Ormen Lange møter kravene til salgsgass på kontinentet, men tilfredsstillende ikke fullt ut kravene i Storbritannia på grunn av for høy brennverdi. Gass fra Ormen Lange vil derfor blandes med gass fra Sleipner og Troll på Sleipnerplattformen. For de perioder det ikke er tilgang på nok gass fra andre felt med høyere CO₂-innhold, vil innblanding av nitrogen i Easington i Storbritannia utredes som alternativ for å sikre at gassen får de riktige egenskapene i forhold til britiske krav.

I Easington vil det som del av Langeled-prosjektet bli bygget et mottaksanlegg for enkel behandling av gassen før den sendes inn i det britiske transmisijsnett.

Rørledningen fra Nyhamna til Sleipner er planlagt å bli satt i drift i oktober 2007. Rørledningen fra Sleipner til Easington planlegges å være i drift i oktober 2006 for å muliggjøre økt eksport av norsk gass til Storbritannia før Ormen Lange er i produksjon.

Deltakerne i Langeled med initielle eier- og investeringsandeler er gitt i tabell 2.4. Selskapene vil investere med ulik andel i den sørlige og nordlige rørledningen.

Selskapenes investeringsandeler i den nordlige rørledningen er i hovedsak lik deres eierandeler i Ormen Lange siden den nordlige rørledningen i utgangspunktet er å anse som dedikert rør for Ormen Lange. Fordelingen i den sørlige rørledningen er basert på de volum selskapene planlegger å skipe gjennom rørledningen fra Ormen Lange og andre felt på norsk sokkel. Fordelingen mellom Statoil og Petoro er basert på forholdet mellom Statoils og Petoros planlagte gassproduksjon.

Endelige eierandeler i Langeled vil forut for driftsstart bli fastsatt basert på oppdaterte kostnadsestimater for de to rørledningene

I plan for anlegg og drift er det lagt til grunn at Hydro skal være operatør for transportsystemet i anleggsfasen. Et prosjektteam fra Statoil og Hydro under Statoils ledelse og på oppdrag fra Hydro vil ferdigstille transportsystemet. Det er videre lagt

Tabell 2.4 Investeringsandeler i Langeled

Selskap	Investeringsandel (pst.)		
	Langeled	Nordlig rørledning	Sørlig rørledning
Petoro AS	32,954	37,475	28,36
Norsk Hydro Produksjon a.s	17,610	18,073	17,14
Norske Shell Pipelines AS	16,503	17,038	15,96
Statoil ASA	14,985	9,844	20,21
BP Norge AS	10,222	10,342	10,10
Esso Exploration and Production Norway AS	6,947	7,229	6,66
Norske ConocoPhillips AS	0,799	0,00	1,57
Totalt	100,0	100,0	100,0

opp til at Gassco skal være operatør for hele rørledningssystemet fra det tidspunkt hvor gassfylling av den sørlige rørledningen starter. Hydro er ansvarlig for ferdigstillingen av det nordlige røret. Langeled forutsettes innlemmet i Gassled senest fra driftstart for den sørlige rørledningen, basert på forhandlinger mellom eierne i Gassled og i Langeled.

Leggingen av rørledningene planlegges å finne sted i periodene 1. april – 1. oktober i 2005 og 2006. Prosjektgjennomføringen av landterminalen i Easington vil være integrert i ovennevnte prosjektteam under Statoils ledelse. Det er etablert avtaler med Centrica, operatør for en av de eksisterende gassterminalene i Easington, om kjøp av land til mottaksanlegget, assistanse under utbygging og teknisk tjenesteyting til operatøren (Gassco) i driftsfasen.

I forbindelse med det planlagte nye transport-systemet har det vært avgjørende å få på plass en avtale om de grunnleggende prinsippene som skal inngå i en traktat mellom Norge og Storbritannia som skal gjelde bl.a. Langeled. Norge og Storbritannia ble enige om prinsippene 2. oktober 2003. Detaljerte betingelser vil bli fastlagt i traktat som er under forhandling, og vil fremlegges for Stortinget. Dette innebærer at investorene har den nødvendige forutsigbarhet hva gjelder vilkårene for utbygging og drift av prosjektene.

Langeled trenger tillatelser fra britiske myndigheter for å legge rørledning og å bygge terminal på britisk side. For rørledningen som går fra Sleipner til Easington må en ha en Pipeline Work Authorisation fra Department of Trade and Industry. For å få denne tillatelsen må en foruten å ha inngått kryss-

ningsavtaler med eierne av rørledninger og kabler som skal krysses, også ha innhentet aksept fra alle berørte rettighetshavere. For selve landfallet og terminalen trenger en byggetillatelse som gis av de lokale myndigheter. Søknadene til myndighetene for alle tillatelser på britisk side vil bli sendt i løpet av 2. kvartal 2004. Byggingen vil starte i løpet av 4. kvartal 2004.



Figur 2.3 Langeled

2.2.2 Økonomi for Langeled

Totale kostnader for nytt transportsystem fra Nyhamna via Sleipner til Storbritannia er estimert til 19,4 mrd. 2003-kroner.

Tabell 2.5 Investeringer i Langeled

Kostnadselement	Mill. 2003-kr.
Rørledning fra Nyhamna til Sleipner	8 822
Rørledning fra Sleipner til Easington	6 953
Modifikasjoner på Sleipner	1 211
Mottaksterminal i Easington	1 258
Prosjektreserve	1 194
Totalsum	19 438

Operatørens anslag for investeringer i Langeled inkluderer en prosjektreserve på 1,2 mrd. kroner som skal dekke uforutsette økninger i investeringskostnadene. Anslaget for investeringskostnader er ifølge operatøren et 70/30 estimat som innebærer at det er 70 pst. sannsynlighet for at investeringene blir lavere og 30 pst. sannsynlighet for at investeringene blir høyere enn 19,4 mrd. 2003-kroner. Prosjektreserven som utgjør om lag 6 pst. av investeringene blir av operatøren betraktet som rimelig for et prosjekt av denne størrelse og kompleksitet.

Ifølge Hydro er det 10 pst. sannsynlighet for at investeringene blir lavere enn 17,3 mrd. 2003-kroner og 10 pst. sannsynlighet for at investeringene blir høyere enn 20,6 mrd. 2003-kroner. Det er mao. 80 pst. sannsynlighet for at investeringene vil ligge mellom 17,3 og 20,6 mrd. 2003-kroner. Investeringenes fordeling over tid er vist i tabellen under.

Tabell 2.6 Årlige investeringer i Langeled i mill. 2003-kroner

2003	2004	2005	2006	2007	Sum
140	4 704	9 108	5 129	357	19 438

2.3 Konsekvensutredning

I henhold til bestemmelsene i petroleumsløven og plan- og bygningsloven er det utarbeidet konsekvensutredninger som inngår i plan for utbygging og drift av Ormen Lange og i plan for anlegg og drift av Langeled. Utredningene gir oversikt over virkninger utbyggingen antas å få for annen næringsvirksomhet og allmenne interesser, herunder naturmiljøet. Utredningene viser blant annet hvor-

dan hensyn til miljø- og fiskerimessige forhold er ivare tatt gjennom utforming av tekniske løsninger.

Det vises også til at det i februar 2003 forelå en oppdatert regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Norskehavet (RKU), som inkluderte Ormen Lange. Utredningsarbeidet ble ledet av Statoil på vegne av Oljeindustriens Landsforening. Utredningen ble sendt på høring 19. mars 2003, med tre måneders høringsfrist. Siktemålet med RKU er å gi et helhetlig bilde av petroleumsvirksomheten i Norskehavet. Den enkelte utbygger kan velge å benytte RKU til å dekke deler av utredningsplikten. Ormen Lange har benyttet noe grunnlagsdata fra RKU Norskehavet, men i hovedsak innhentet egen informasjon og gjort egne konsekvensutredninger. Høringsuttalelsene i RKU Norskehavet har ifølge Hydro ikke konsekvens for Ormen Langes bruk av utredningen.

2.3.1 Konsekvensutredningsprosessen

Følgende konsekvensutredninger har vært på høring:

- Konsekvensutredning for Ormen Lange feltutbygging og ilandføring
- Ormen Lange, konsekvensutredning landanlegg på Nyhamna
- Ormen Lange, konsekvensutredning landanlegg på Nyhamna – tilleggsutredning
- Ormen Lange Transport, konsekvensutredning, nytt transportsystem for gass fra Nyhamna via Sleipner til Easington (Storbritannia)

De tre første inngår i PUD for Ormen Lange, mens den fjerde inngår i PAD for Langeled.

Konsekvensutredning for Ormen Lange feltutbygging og ilandføring

Departementet sendte 23. desember 2002 forslag til utredningsprogram for Ormen Lange feltutbygging og ilandføring på høring. På grunnlag av innkomne høringsuttalelser fastsatte departementet utredningsprogrammet 30. juni 2003. Hydro utarbeidet deretter konsekvensutredning som departementet sendte på høring 7. juli 2003 med frist til 30. september 2003.

Ormen Lange, konsekvensutredning for landanlegg på Nyhamna og tilleggsutredning

Departementet sendte 3. desember 2001 forslag til utredningsprogram for landanlegg for Ormen Lange på høring. Departementet fastsatte utrednings-

programmet 12. juli 2002 på grunnlag av de innkomne høringsuttalelsene. På dette grunnlag utarbeidet Hydro konsekvensutredning som ble sendt på høring 5. november 2002 med frist til 28. januar 2003. I brev 24. april 2003 informerte departementet Hydro om at utredningsplikten var å anse som oppfylt for landanlegget.

Som følge av at operatøren senere ønsket å endre lokalisering av anleggskai og inntaksstasjon for krafttilknytning, utarbeidet Hydro en tilleggsutredning som omfattet disse endringene. Departementet sendte tilleggsutredningen på høring 4. desember 2003 med frist til 14. januar 2004.

Konsekvensutredning, nytt transportsystem for gass fra Nyhamna via Sleipner til Easington (Storbritannia)

Departementet sendte forslag til utredningsprogram for nytt transportsystem for gass fra Sleipner/Draupner til Storbritannia på høring 14. november 2002 og forslag til utredningsprogram for nytt transportsystem for gass fra Nyhamna til Sleipner på høring 18. mars 2003. Departementet fastsatte et felles utredningsprogram for transportsystemet fra Nyhamna via Sleipner til Storbritannia 12. august 2003. Hydro utarbeidet deretter en konsekvensutredning som dekker den delen av transportsystemet som ligger på norsk sokkel. Den delen av transportsystemet som ligger på britisk side av sokkelgrensen utredes i henhold til britisk lovverk. Det er lagt vekt på å beskrive helheten i prosjektet, og konsekvensutredningen oppsummerer derfor også de viktigste problemstillingene på britisk side av sokkelgrensen.

Konsekvensutredning for transportsystemet ble sendt på høring 20. august 2003 med frist til 12. november 2003.

2.3.2 Gjennomgang av hovedpunkter i konsekvensutredningene

Nedenfor følger en samlet omtale av hovedpunktene i konsekvensutredningene. En oppsummering av de viktigste temaene som ble tatt opp av høringsinstansene med utbyggers og departementets merknader er også gitt under.

2.3.2.1 Miljømessige virkninger

Utslipp til sjø

Det vil være liten produksjon av produsert vann siden Ormen Lange hovedsaklig er et gassfelt. Det produserte vannet vil renses i et biologisk renseanlegg på Nyhamna for fjerning av miljøgifter før ut-

slipp til sjø. Alle utslipp vil skje i henhold til tillatelse fra Statens forurensningstilsyn (SFT). Utslippene vil planlegges ut fra en målsetting om null miljøskadelige utslipp, ved å ta hensyn til utslippssted, -dyp og -tidspunkt.

I tillegg til effektiv vannrensning, planlegger operatøren blant annet valg av miljøvennlige kjemikalier og minimalisering av kjemikaliebruk, begrenning av mengde vann, kontroll av utslippsstrømmen før den føres til sjø samt optimalisering av utslippsarrangement. Ut fra de vurderinger som er gjort i konsekvensutredningen vurderer operatøren miljørisikoen for å være svært lav.

Operatøren vil arbeide med beredskapsplaner basert på faren for akutt utslipp og egenskaper ved bl.a. kondensatet. Sannsynligheten for akutt utslipp av brønnstrøm fra brønner eller fra rørledninger er svært lav. Konsekvensene for miljøet vil dessuten være begrenset. Fordi væsken i brønnstrømmen er kondensat som fordamper raskere enn olje, og i tillegg blandes lett ned i vannmassene ved bølger, vil utslipp ikke medføre store og varige oljeflak. Miljøkonsekvenser overfor fisk, sjøfugl, akvakultur og strand er vurdert som små. Operatøren vil utarbeide beredskapsplaner basert på faren for akutt utslipp og egenskaper ved bl.a. kondensatet.

I forbindelse med boring av brønner, vil det være utslipp av borekaks og boreslam på feltet. Det vil hovedsakelig benyttes vannbasert boreslam. Ved bruk av oljebasert boreslam vil borekaket bli sendt til land for behandling og resirkulering.

I forbindelse med trykktesting og klargjøring av rørledningene vil det være utslipp av vann tilsatt kjemikalier. Operatøren arbeider med å minimalisere kjemikaliebruken.

Utslipp til luft

Det mekaniske og elektriske energibehovet til landanlegget vil forsynes med elektrisitet fra nettet. Varmebehovet i gassbehandlingsprosessen vil dekkes ved energioptimalisering med utnyttelse av intern prosessvarme samt ved hjelp av gassfyrte kjel. Av energibehovet ved platåproduksjon vil 153 MW leveres fra nettet, 60 MW gjenvinnes fra kjølemedium, 45 MW gjenvinnes fra prosessen og 20 MW leveres fra den gassfyrte kjelen. Kjelen vil sammen med nødvendig fakling gi utslipp av CO₂ og NO_x. Ved platåproduksjon er dette utslippet av CO₂ og NO_x anslått til henholdsvis 52 000 tonn og 88 tonn per år. I forhold til Norges totale CO₂- og NO_x-utslipp i 2002 utgjør dette henholdsvis om lag 0,1 pst. og 0,04 pst. Utformingen av anlegget er det lagt vekt på energioptimalisering og tiltak for varme-gjenvinning.

I utbyggingsfasen vil det være utslipp av eksosgasser fra drift av borerigger, leggefartøy og forsyningsskip. De gjennomsnittlige CO₂-utslippene i årene med boring og rørlegging er anslått til 0,3 pst. av de totale CO₂-utslippene i Norge. Det legges vekt på effektive rørleggings- og boreoperasjoner for å bidra til reduserte utslipp.

Lagring og lasting av kondensat på Nyhamna vil medføre avdamping av flyktige organiske forbindelser (nmVOC). For å få lavest mulig utslipp av nmVOC, planlegges det installert et anlegg for nmVOC-gjenvinning. Utslippene av nmVOC på platta er beregnet til 725 tonn per år. Utslipp vil foregå i henhold til tillatelse fra SFT og det vil benyttes beste tilgjengelige teknologi (BAT) ved valg av alle tekniske løsninger.

Øvrige forhold

Hydro har foretatt en kartlegging av sjøbunnen i forbindelse med trasévalg for rørledningene inn til Nyhamna og Langeled. Rørledningene vil passere viktige fiskeområder utenfor kysten av Møre og i Nordsjøen, og traseen er tilpasset for å unngå konflikt med fiskerier. Prosjektet har også arbeidet med å kartlegge korallforekomster. Ved valg av rørledningstraseer og leggefartøy er det lagt vekt på å unngå korallforekomster. Det planlegges å legge rørledninger rundt større korallrev og større korallområder. Videre vil all rørlegging mellom Ormen Lange-feltet og Nyhamna og første del av leggingen av eksportrøret ut fra Nyhamna bli gjennomført med dynamisk posisjonert fartøy for å unngå ankerproper og skade på koraller. Dette gjelder også for andre deler av rørledningen fra Nyhamna til Sleipner.

Marin bunnfauna vil bli forstyrret ved legging av rørledningen (inklusive sjøbunnsbearbeiding, steindumping og ankermerker). Bunnfaunaen domineres av bløtbunnsamfunn som er homogene over store områder, og som vil rekolonisere områdene. Konsekvensene vurderes som forbigående og lokale. Ingen av de foreslåtte marine verneområdene berøres av den planlagte utbygging og legging av rørledninger.

2.3.2.2 Virkninger for fiskerivirksomhet

Det foregår omfattende fiske i de berørte deler av Norskehavet. Fiskeriaktiviteten i området består bl.a. av konsumtrålfiske, industritrålfiske og reke-trål. Det har vært en omfattende dialog med representanter for fiskerinæringen for å finne frem til traseer som også ivaretar fiskeriinteressene.

Ormen Lange-feltet ligger på svært dypt vann (800–1100 m) med lite fiskeriaktivitet. Brønnram-

mene planlegges å være overtrålbare og beskyttet mot fallende last. Feltinnretningene vurderes således ikke å ha noen nevneverdig virkning for fiskeriene.

På grunn av bunntopografiske forhold vil det være nødvendig å benytte stein til å understøtte og stabilisere ilandføringsrørledningene fra feltet. Stein kan skape problemer for trålfiskerne ved at den ødelegger redskap. Utbygger vil arbeide for å minimere mengden med steindumping.

En viktig utfordring i forhold til fiskeriene er knyttet til frie spenn på den 22 km lange rørstrekningen fra feltet og opp Eggakanten. Fra Eggakanten og videre inn mot Nyhamna vil rørledningene gå gjennom områder med konsumtrålfiske. Det arbeides med å redusere frie spenn på rørledninger i områder grunnere enn 500 meter der det drives trålfiske.

Langeled vil som hovedregel bli lagt direkte på sjøbunnen. På enkelte strekninger nær kysten og der sjøbunnen er ujevn (det gjelder særlig langs den nordligste del av traseen), samt ved kryssing av andre rørledninger, vil det være steinfyllinger for å understøtte eller stabilisere rørledningen. Traseen vil bli lagt i samråd med fiskerinæringen. Dette gjelder spesielt de første 33 km ut fra Nyhamna, kryssingspunkter med Åsgard Transport samt der rørledningen krysser vestskråningen av Norskerenna.

2.3.2.3 Øvrige virkninger

Utbyggingen av Ormen Lange og Langeled er viktige bidrag til å opprettholde aktiviteten på norsk sokkel i tiden fremover. Prosjektene vil gi store nasjonale og regionale virkninger. De totale investeringene for utbyggingen av Ormen Lange og Langeled er beregnet til 65,9 mrd. 2003-kroner. Basert på erfaring med norsk leverandørindustri konkurransedyktighet og kompetanse, forventes betydelige oppdrag til norsk industri. Driftsorganisasjonen for Ormen Lange vil bli ledet av driftsoperatøren Shell fra Kristiansund. De eksisterende basefunksjonene og fly/helikopter transporttjenestene etablert i Kristiansund planlegges benyttet av Ormen Lange både i prosjektfasen og i driftsfasen. Den delen av driftsorganisasjonen som er ansvarlig for den daglige driften av Ormen Lange installasjonene, vil være lokalisert på Nyhamna i Aukra kommune. Foreløpige estimater viser at driften av Ormen Lange vil kreve en bemanning på rundt 100 årsverk. Målsettingen er å drive terminalanlegget på Nyhamna med 70–75 personer og driftsorganisasjonen for Ormen Lange i Kristiansund med 20–25 personer. Operatøren Shell vil søke å utnytte synergieffekten

med allerede eksisterende driftsorganisasjon for Draugenfeltet.

Utbyggingen av landanlegget på Aukra medfører at totalt 11 eiendommer med bebyggelse innenfor sikkerhets/støygrensen må innløses. Dette medfører at i alt 18 personer må flytte, enten fordi de bor innenfor selve anleggsområdet eller fordi boligen deres ligger innenfor det fremtidige sikringsfeltet eller i støysonen. Som følge av anlegget må 302 dekar dyrket jord tas ut av produksjon og 160 dekar dyrkbar jord vil gå tapt. Sannsynligvis vil seks landbrukseiendommer bli innløst som følge av tiltaket. Ett av disse gårdsbrukene er i drift. To av eiendommene er fraflyttet. Det er inngått frivillige avtaler med de berørte.

Ved planleggingen av anlegget på Nyhamna er landskapshensyn vektlagt. Planen er blitt justert for å ivareta dagens landskap best mulig. Det er særlig lagt vekt på å bevare viktige terrengformasjoner for å redusere innsynet til det planlagte anlegget og å balansere behovet for å sprengte bort og fylle ut steinmasser inne på anleggsområdet. Det er også lagt vekt på at anlegget skal plasseres så langt fra bebyggelse som mulig. Utbygger og Aukra kommune vil samarbeide videre slik at virkninger i forhold til samfunnet lokalt ivaretas på en best mulig måte. For å granske arkeologiske kulturminner vil det utføres betydelige utgravninger på Nyhamna frem til sommeren 2004.

2.3.3 Høring av konsekvensutredningene

Nedenfor følger det en oppsummering med kommentarer av de viktigste temaene som ble tatt opp av høringsinstansene i forbindelse med høringen av ovennevnte konsekvensutredninger.

Høringsuttalelser relatert til det marine miljø

SFT påpeker at nye utbygginger og alle operasjoner offshore som hovedregel skal ha null miljøfarlige utslipp til sjø, samt benytte BAT ved valg av løsninger. Videre ber de om å bli orientert når endelige løsninger er valgt.

SFT legger til grunn at behovet for og valg av kjemikalier, samt utslippssted vurderes i lys av kravet om nullutslipp av miljøfarlige stoffer, og ut fra mulige utslipp som kan føre til miljøskade.

SFT ber om at Hydro vurderer bruk av alternative vektmaterialer i borevæske, eventuelt barytt med lavest mulig innhold av tungmetaller.

Havforskningsinstituttet forventer at operatøren velger tidspunkt for klargjøring av rørledningen i forståelse med instituttets anbefalinger.

Når det gjelder ballastvann og risikoen for introduksjon av fremmede arter, anser SFT, Direktoratet for naturforvaltning og Havforskningsinstituttet det som nødvendig at Hydro vurderer avbøtende tiltak basert på føre-var-prinsippet. Når det gjelder kjølevann, bes det om at Hydro redegjør for alternative utslippsarrangementer samt mulighet for samvirkende effekter.

Vedrørende utslipp av hydrokarbonholdig vann presiser SFT viktigheten av å redegjøre for sammensetning og mengde alkylfenoler i prosessavløpsvannet og at kjemikalier bl.a. vurderes ut fra miljørisiko.

Havforskningsinstituttet er opptatt av at aktiviteter som kan påvirke marint liv finner sted på tidspunkt hvor mengdene av fiskeegg og larver i området er lavest. Havforskningsinstituttet uttaler at de håper at den metodikk som velges for bearbeiding av leire under sjøbunnsbearbeiding og rørlegging ikke fører til økt sedimentering i området.

Havforskningsinstituttet viser til det omfattende arbeidet utbygger har gjort for å kartlegge og unngå skadevirkning på koraller. Havforskningsinstituttet ber om at det unngås skade på korallene under rørlegging ved at det benyttes rørleggingsfartøy med dynamisk posisjonering fremfor fartøy med ankerkjettinger som kan ødelegge korallene. Havforskningsinstituttet ber videre om at det søkes å redusere omfanget av steinfyllinger.

Norges Fiskarlag viser til myndighetenes fokus på null miljøskadelige utslipp og er opptatt av at utbygger følger opp disse. Det stilles videre spørsmål om nedslamming ved boring og effekter av nedslamming på koraller og områder som er aktuelle for marin verneplan.

Kommentarer

Ifølge operatøren vil det på feltet bare være utslipp av vannbasert borevæske og kaks. Fordi Ormen Lange er et gassfelt vil det være liten produksjon og utslipp av produsert vann. Det produserte vannet vil renses i et biologisk renseanlegg på Nyhamna som er rettet mot fjerning av naturlig forekommende miljøgifter. Det vil søkes utslippstillatelse fra SFT.

Arbeidet med minimering av miljøpåvirkning vil videreføres under prosjekteringen. Dette inkluderer design av renseanlegg i henhold til BAT, optimalisering av utslippsforhold for kjølevann og rensing av prosessvann, vurdering av alternative vektmaterialer i borevæske, optimalisert kjemikaliebruk i forbindelse med rørlegging og testing av rørledningene, prosedyre for tømning av rørledninger etter testing og tilkobling og minimering av sjøbunnsbearbeiding og steindumping

av rørtraseer. Utbygger understreker at null miljøfarlige og miljøskadelige utslipp er et mål. Ulike metoder for klargjøring av rørledningene er under vurdering, og utbygger opplyser at miljømyndighetene vil konsulteres vedrørende planer for utslipp knyttet til klargjøring og oppstart av rørledningene. For å forhindre skade på fiskeegg og -larver vil utbygger søke å unngå utslipp fra testing og ferdigstilling av rørledninger i perioden februar – mai. Dette er i henhold til anbefalingen fra Havforskningsinstituttet.

Når det gjelder håndtering av ballastvann, vil utbygger forholde seg til de krav som er i ferd med å bli etablert i forbindelse med Den internasjonale maritime organisasjon (IMO) og norsk tilhørende forskrift som forventes å være på plass i løpet av 2004. Per i dag er det aktuelt å stille krav til hvor ballasttankene fylles, og sikre at vannet skiftes ut underveis til Nyhamna ved tilstrekkelig stort dyp og tilstrekkelig langt fra land til å unngå overføring av arter mellom ulike kystfarvann.

Utbygger mener utslippene av vannbasert bore-slam og kaks på Ormen Lange ikke vil kunne påvirke områder foreslått i marin verneplan, som ligger inne ved kysten og 100–120 km fra feltet. Også avstanden inn til korallforekomstene på Storegga er for stor til å gi nedslamming og skade fra boreutslippene.

Utbygger har lagt vekt på hensyn til koraller som en del av vurderingsgrunnlaget ved valg av leggefartøy og ved valg av rørtraseer. All rørlegging mellom Nyhamna og feltet vil bli gjennomført med dynamisk posisjonert fartøy. Dette gjelder også for deler av rørledningen fra Nyhamna til Sleipner.

Det er gjort et omfattende arbeid for å redusere behovet for steinfillinger ved optimalisering av traseer, minimering av antall kryssinger og ved å unngå store høydeforskjeller. Utbygger understreker at noe steindumping likevel vil være nødvendig for å sikre rørledningsstabilitet samt sikre kryssinger.

Høringsuttalelser relatert til akutte utslipp, beredskap og marine aktiviteter

Aukra kommune ber om at det etableres rutiner for å informere om aktiviteten ved anlegget både i anleggs- og driftsfasen og i forbindelse med uforutsette hendelser.

Havforskningsinstituttet stiller spørsmål ved spredningsberegningene som er gjort for akutte utslipp av kondensat, både med hensyn til utslippsmengder og utslippspunkt som er vurdert. Havforskningsinstituttet viser til at Buagrunden er viktig for gyting av sild og at det driver fiskeegg og -larver fra skreigyttingen på Sunnmøre gjennom området, og imøteser nye utslippsmodelleringer med forbedrete beregninger over konsekvenser av akut-

tutslipp i et utvidet influensområde. Havforskningsinstituttet mener konsekvensene for fiskeressurser og andre marine viltlevende organismer, og for oppdrettslokaliteter bør vurderes.

Aukra og Fræna kommuner ber om at den lokale oljevernberedskapen vurderes styrket for å kunne håndtere et eventuelt skipshavari ved Nyhamna. Aukra kommune forutsetter at beredskapsplanene for landanlegget, inklusiv planene for brannberedskap, koordineres med kommunens planer. Kommunen peker videre på behovet for gjennomgang og dokumentasjon av sikringsrutiner for skipstrafikk i området.

SFT stiller spørsmål ved vurderingene som er gjort med hensyn på kondensatets giftighet og miljørisiko ved akutt forurensning.

Kystverket kommenterer at det etter deres vurdering er behov for en bedre oppmerking av farleden til og fra anlegget på Nyhamna, og at også alternativ led for inn-/utseiling bør vurderes.

Kommentarer

Utbygger vil utarbeide planer for sikkerhet og beredskap, herunder brannberedskap. Kommuner og berørte myndigheter vil være naturlige samarbeidspartnere for å sikre best mulig beredskapssystemer.

Utbygger mener de gjennomførte spredningsberegningene for uhellsutslipp av kondensat og tungolje er tilstrekkelige for etablering av beredskapsplan for havneområdet og seilingsled, begrunnet med at utbyggingen vil gi liten total trafikkøkning (0,6 pst. i indre seilingsled, 3,2 pst. i ytre). Dette vil bli vurdert videre i den fremtidige beredskapsanalysen. Konsekvenser av akutt utslipp av kondensat og bunkersolje for akvakulturanlegg er drøftet i konsekvensutredningen for landanlegget og vil også vurderes i forbindelse med beredskapsanalyse og beredskapsplan.

Miljørisikovurderingen gjort for akutt utslipp av kondensat følger anbefalinger i EUs retningslinjer for risikovurdering av utslipp. Potensialet for hormonforstyrrende eller kroniske effekter på fisk ved et eventuelt utslipp vurderes som lite. Dette er begrunnet med modellering av uhellsutslipp, som viser lite influensområde og liten overlappning med gyteområdene for sild og torsk utenfor Møre.

Som en del av prosjekteringen av havneanlegget på Nyhamna planlegger operatøren blant annet simulering av inn- og utseiling. Videre vil effekten av ulike tiltak for å håndtere skipstrafikken bli vurdert. Dette inkluderer vurdering av sikkerhets- og beredskapsmessige forhold. Departementet legger til grunn at utbygger har dialog med Kystverket i forbindelse med utarbeidelse av underlag for nødvendige søknader etter havne- og farvannsloven.

Høringsuttalelser relatert til energiforbruk og utslipp til luft

SFT ber om at det ved valg av utbyggingsløsning legges beste tilgjengelige teknologi (BAT) til grunn for å oppnå en best mulig miljø- og energioptimal utbygging og drift. SFT ber om at alternative løsninger for oppdekning av kraftbehovet ved fremtidig kompresjon blir utredet. Kommunene Aukra, Fræna og Sandøy er opptatt av at luftutslippene fra den fremtidige kompresjonsenheten reduseres mest mulig.

Bellona ønsker at utbygger pålegges å utrede de samfunnsmessige kostnadene ved økt uttak av elkraft fra eksisterende forsyningsnett. I tillegg ønsker Bellona at utbygger pålegges å utrede kostnadene ved økt produksjon av elkraft for å dekke inn det økte forbruket, og at slik produksjon underlegges krav til CO₂-håndtering. Bellona ønsker at utbygger blir pålagt å forberede anlegg for innsamling og transport av CO₂ til permanent deponi, eller tilknytning til fremtidig CO₂-infrastruktur for forsyning av CO₂ til oljeplattformer for økt oljeutvinning.

Kommentarer

Utslipp til luft fra landanlegget vil være forholdsvis små som følge av kraftforsyning fra nettet og omfattende tiltak for varmegjenvinning og energiøkonomisering. Ormen Lange vil forholde seg til krav om BAT iht IPPC-direktivet og underliggende dokumentasjon. Når det gjelder den fremtidige kompresjonsenheten, vil denne prosjekteres på et senere tidspunkt. Det foreligger ulike mulige kompresjonsløsninger med tilhørende ulike utslippsprofiler. Valg av løsning gjøres først på et senere tidspunkt.

Utbygger har gitt en status for teknologi og kostnader knyttet til CO₂-håndtering av større utslipp i konsekvensutredningen for landanlegget. På bakgrunn av at CO₂-utslippene fra landanlegget er små, er det ikke utført noen utredning av CO₂-håndtering for Ormen Lange-utbyggingen. Når det gjelder kraftforsyning av Ormen Lange via sentralnettet, vil departementet vise til at dette behandles av NVE på grunnlag av egne meldinger, konsekvensutredninger og søknader om nødvendige tiltak fra Statnett SF. Departementet vil bemerke at energiloven sikrer alle sluttbrukere som er tilknyttet nettet adgang til kraftmarkedet. Det er ingen forskjell på landanlegget for Ormen Lange og andre større sluttbrukere i denne sammenheng. Det har således ikke vært aktuelt å pålegge utbygger å utrede de samfunnsmessige kostnadene ved el-forsyning til landanlegget.

Høringsuttalelser relatert til fiskerivirksomhet

Både Fiskeridirektoratet og Norges Fiskarlag uttaler at de er fornøyd med den tette og gode dialogen det har vært mellom lokale og regionale fiskere og utbygger, bl.a. ved valg av ilandføringstrasé. Etter Norges Fiskarlags mening har dette vært svært viktig for å finne frem til de løsninger som gir et absolutt minimum av negative konsekvenser for fiskeriene i området.

Norges Fiskarlag og Sør-Norges Trålarlag er opptatt av at utbygger søker å redusere omfang av frie spenn, at rørledningene legges uten frie spenn i områder der det drives fiske, og at frie spenn blir gjort kjent for fiskerinæringen. Norges Fiskarlag er videre opptatt av at brønnrammene designes slik at de ikke blir til hinder for fiskeriene og at de dimensjoneres for større laster enn dagens fiskeredskap tilsier. Det uttales at det bør foretas jevnlig kontroll av rørledningene for å sikre oppdatert kunnskap om nye frie spenn.

Fiskeridirektoratet kommenterer at selv om det i dag ikke foregår trålfiske ved havbunnsinstallasjonene på feltet og rørledningstraseen opp mot Eggakanten, må disse likevel konstrueres og legges slik at en ikke risikerer fastkjøring av trålraskaper. Vedrørende frie spenn på havdyp større enn 500 meter der det i dag ikke drives trålfiske, uttaler Fiskeridirektoratet at en må være forberedt på at det kan bli en utvikling av trålraskaper som gjør det mulig å tråle på større dyp og mer ulendt terreng. Det må vurderes å iverksette tiltak dersom det utvikler seg trålfiske i dette området. Det kommenteres videre at selv om industritrålfeltet Hola ikke blir berørt av rørledningene, kan eventuelt ankerbasert leggefartøy berøre ytterkanten. Det bes om at ankergroper i trålfeltet Hola unngås.

Fiskeridirektoratet ber om at tiltak for utjevning av eventuelle ankermerker skjer i samarbeid med fiskerimyndighetene. Videre mener Fiskeridirektoratet at traseer og områder som eventuelt blir midlertidig stengt i perioder med anleggsvirksomhet/rørlegging, må gjenåpnes for fiskerinæringen så snart arbeidet er gjennomført og det er tilrådelig med annen aktivitet. Direktoratet mener også at det må stilles krav om at eventuelle etterlatenskaper etter anleggsaktiviteten kartlegges og fjernes. Fiskeridirektoratet region Møre og Romsdal viser til at de planlagte betongstøttene for gasseksportrøret ut fra Nyhamna kan hekte og skade rekestrål, garn og line. Det bes om at antall betongstøtter under rørleggingsperioden begrenses, og at de fjernes eller overdekkes etter rørleggingsperioden dersom det viser seg at fiskeredskap hekter seg fast. Fiskeridirektoratet krever at det er fiskerikyndig person om-

bord i leggefartøyene ved aktivitet i de mest fiske-riintensive områdene.

Fiskeridirektoratet er også opptatt av at utbygger varsler om aktivitet under rørleggingsperioden, og at posisjoner for undervannsinstallasjoner, rørledninger, frie spenn og større steindumpede områder kunngjøres.

Når det gjelder eksportørledningen, påpeker både Fiskeridirektoratet og Norges Fiskarlag at Norskerenna er svært belastet med rørledninger som krysser renna i ulike retninger, og at det også er faste installasjoner som en må ta hensyn til ved fiske i dette området. For at konsekvensene av en ny rørledning skal bli så små som mulig, spesielt for industritrålflåten, ønsker de at rørledningen legges mest mulig parallelt med eksisterende rørledninger opp vestskråningen av Norskerenna. Videre ønsker Fiskeridirektoratet og Norges Fiskarlag at kryssingen av Åsgard Transport skjer utenom viktige trålfelt.

Kommentarer

Utbygger opplyser at dialogen med fiskerimyndighetene og -næringen vil fortsette i det videre arbeidet. Spesielt gjelder dette fastleggningen av trasé for Langeleds kryssing av Norskerenna og av Åsgard Transport. Utbygger vil legge vekt på å søke å justere traseen i henhold til innspill fra fiskeriinteressene og diskutere endelig trasé med disse.

Så langt har justeringene av traseer medført reduksjon i antall rørkryssinger og antall frie spenn. Frie rørs spenn vil videre så langt som mulig bli korrigert i områdene hvor det foregår bunntråling ved sjøbunnspreparering og under legging. Siden fiskeriaktiviteten i dag i hovedsak foregår i Eggakanten og sporadisk ned mot et vanddyb på om lag 500 meter, vil det særlig fokuseres på å minimere frie rørs spenn i øvre del av området. Dersom det i fremtiden skulle utvikle seg et kommersielt trålfiske fra 500 meter og nedover, må omfang av dette vurderes opp mot ulemper knyttet til ytterligere korreksjon av frie spenn. Mest aktuelt synes fiske etter blåkveite, som i dag er stoppet som følge av lav bestand.

Undervannsinstallasjonene vil dekkes av overtrålbare beskyttelsesstrukturer, som også vil beskytte mot fallende last. I nærkystområdet vil det være behov for sidestøtter under legging for å holde riktig kurvatur på rørledningene. Støttene vil bli fjernet etter legging dersom de er til vesentlig ulempe for fiskerivirksomhet.

All rørlegging mellom Nyhamna og feltet vil bli gjennomført med dynamisk posisjonert fartøy. Dette gjelder også for deler av rørledningen fra Nyhamna til Sleipner. Følgelig vil det hovedsakelig være i vestskrå-

ningen av Norskerenna at det kan oppstå ankermerker som vil kunne komme i konflikt med tråling.

Informasjon om leggeoperasjoner og posisjoner for undervannsinstallasjoner, installerte rør, rørledningsstøtter og eventuelle områder med frie spenn vil bli meddelt fiskerne i henhold til utbyggers plan for varsling og informasjon. Områder som eventuelt blir midlertidig stengt for fiskerier og annen maritim virksomhet i forbindelse med anleggsvirksomhet/rørlegging vil gjenåpnes så snart arbeidet er gjennomført. Eventuelle etterlatenskaper vil kartlegges og fjernes etter anleggsaktiviteten.

Høringsuttalelser relatert til landanlegget og arealbruk på land

Direktoratet for naturforvaltning er opptatt av å sikre landskapsverdiene lokalt og regionalt. Møre og Romsdal fylkeskommune er opptatt av å bevare viktige landskapselementer innenfor byggeområdene og strandsonen.

Nordmøre og Romsdal Friluftsråd mener at utbygger bør utarbeide en samlet plan for friluftsliv med konkrete forslag til tiltak for hele Gossen for hva en kan gjøre for å kompensere for tapte friluftareal.

Lokalsamfunnets uttalelser er bl.a. knyttet til støy og sikringsfelt og at bygdene Sæter og Eikrem fortsatt skal være gode bygder å bo i. Videre at fraflytting må skje på en god og ryddig måte.

Fylkesmannen i Møre og Romsdal er opptatt av at areal som ikke skal bygges ut blir sikret mot unødvendige inngrep og påvirkning.

Gassinformasjonsgruppa på Aukra uttalte i forbindelse med høring av konsekvensutredning for landanlegget at de var i mot utbyggingen. Denne motstanden var blant annet relatert til alternativet med nedgravd rørledningstrasé over Gossen.

Kommentarer

Landskapsbetraktning har vært en viktig faktor ved utforming av reguleringsplanene for Ormen Lange landanlegg. Utbygger har jevnlig kontakt med fylkeskommunen for å avklare forholdene fylkeskommunen påpeker.

Gassbehandlingsanlegget krever areal både på grunn av anleggets fysiske utstrekning og som følge av krav om interne og eksterne sikkerhetsavstander, samt krav om begrensningsav støypåvirkning. I planleggingsarbeidet har utbyggeren lagt vekt på å redusere de negative konsekvensene, blant annet ved optimalisering av massebalansen for å redusere inngrep, ved å gjøre inngrepene mot sjøsiden på en skånsom måte, samt ved å beholde vegetasjonsbelter i vest og

øst. Videre vil bruk av fjellager bidra til å redusere arealbehovet. I reguleringsbestemmelsene er det fastsatt krav til utomhusplan og skjøtselplaner, som bl.a. omhandler terrengtilpassning, deponering av masse og bevaring av vegetasjon. Det kreves at eksisterende terreng og vegetasjon i størst mulig grad skal bevares i ubebygde deler av området som påvirkes av utbyggingen.

Gjennomføring av prosjektet vil medføre at i alt 18 personer må flytte, vesentlig på grunn av at boliger ikke kan tillates innenfor sikringsfeltet og fastsatte støygrenser. For dem som rammes av en flytting er dette en betydelig belastning. Det er inngått avtaler om innløsning av 12 boliger og 5 driftsbygninger, 302 dekar dyrket jord vil bli tatt ut av produksjon og 160 dekar dyrkbar jord vil gå tapt. Dette inkluderer ett gårdsbruk som er i drift.

Alternativet med rørledningstrasé over Gossen er ikke lenger aktuelt. Det planlegges istedenfor en rørledningstrasé gjennom Bjørnsundet.

Høringsuttalelser relatert til kulturminner

Riksantikvaren kommenterte i 2002 bl.a. at gjeldende kulturminnepolitikk innebærer at de arkeologiske utgravningene på Nyhamna ikke kunne starte før tiltaket var endelig godkjent. Imidlertid var Riksantikvaren villig til å ta stilling til spørsmål om dispensasjon i forbindelse med behandlingen av reguleringsplanen.

Kommentarer:

Riksantikvaren ga i brev 7. mars 2003 tillatelse til godkjenning av reguleringsplanen for Nyhamna på slike vilkår at det sikret fremdriften i Ormen Lange prosjektet. Riksantikvaren ga frigivningstillatelse i april 2003. Det arkeologiske utgravningsarbeidet på Nyhamna startet umiddelbart etter frigivningstillatelsen. Arbeidet planlegges avsluttet sommeren 2004.

Høringsuttalelser relatert til andre forhold

AAD og Konkurransetilsynet er skeptiske til at utbygger har gjort anslag for forventede leveranser fordelt på nasjonale og regionale leveransemuligheter siden dette kan gi føringer ved senere tildeling av kontrakter. Videre kommenterer AAD og Konkurransetilsynet at det synes uheldig å legge opp til at norske leverandører favoriseres ved å få bedre tilgang på informasjon enn utenlandske leverandører.

Aukra kommune er opptatt av konsekvensene og utfordringene for lokalsamfunnet med hensyn til offentlige og private tjenestetilbud.

Kristiansund kommune er opptatt av regionale leveranser i utbyggings- og driftsfasen for hele Midt-Norge. Kristiansund kommune og Møre og Romsdal fylkeskommune ber om at det tilrettelegges for leveranser fra et større geografisk område enn det som er definert innenfor regionale leveranser i konsekvensutredningen. Sør-Trøndelag fylkeskommune er opptatt av at det legges til rette for at næringslivet i Trøndelag også blir forespurt når varer og tjenester skal kjøpes inn til utbygging og drift.

Sogn og Fjordane fylkeskommune ber om at det blir enkelt å tappe naturgass fra eksportørledningen langs traseen og sørover langs kysten.

Naturvernforbundet i Møre og Romsdal mener at det ikke er rett å utvinne gassen fra Ormen Lange-feltet nå. Naturvernforbundet mener at naturverdier vil gå tapt, og at det vil bli utslipp av støy og stoffer.

Tjeldbergoddengruppen (kommunene Aure, Hemne og Hitra) uttalte i 2002 at de var uenige i prosessen for stedsvalg for landterminal.

Flere høringsinstanser har kommentert muligheten for fremtidig utvidelse av virksomheten på Nyhamna. Aukra kommune ber om at landanlegget tilrettelegges som gassknutepunkt og mener det må legges til rette for uttak av naturgass til lokal og regional bruk. Det bes også om en vurdering av hvordan det med en landløsning på Nyhamna kan tilføres mer gass til Tjeldbergodden og Trøndelagsregionen. Kommunene Aukra og Sandøy er i tillegg opptatt av at det legges til rette for en tredje rørledning mellom Bjørnsund og Bud.

Når det gjelder eksportørledningen, uttaler Oljedirektoratet (OD) at et alternativ med oppknytning til Kollsnes burde vært inkludert i konsekvensutredningen for eksportørledningen.

Kommentarer

Utbyggingen av Ormen Lange-feltet vil ha store positive samfunnsmessige konsekvenser. Dette gjelder næringsliv og sysselsetting og kommunal økonomi. Prosjektet vil representere en lokal og regional vekstimpuls. Etablering av et anlegg på Nyhamna vil resultere i tilleggstiltak som oppgradert vannforsyning og nettilknytning i regionen. Utbygger opplyser at det legges opp til et tett samarbeid med Aukra kommune for planlegging av nødvendige tilbud og tjenester.

Konsekvensutredningene er utarbeidet i henhold til fastsatte utredningsprogram. I forbindelse med fastsettelse av utredningsprogrammet for landanlegget ble det besluttet å utrede det valgte ilandføringsstedet, Nyhamna, og gi en redegjørelse for stedsvalgsprosessen. Etter departementets vurdering ble stedsvalget

gjort etter en åpen og omfattende prosess hvor de aktuelle kommuner og fylket deltok aktivt. Alle beslutningsrelevante forhold ble vurdert i stedsvalget. Nyhamna og flere av de andre ilandføringsalternativene ble vurdert som bedre enn Tjeldbergodden. Bl.a. ble mulige synergivirkninger på Tjeldbergodden mellom et gassbehandlingsanlegg og metanolfabrikken med tilhørende infrastruktur vurdert.

De samfunnsmessige vurderingene er gjort i henhold til fastsatte utredningsprogram. Virkninger for næringsmessige forhold, inkludert sysselsetting er utredet i henhold til OEDs veiledning til utarbeidelse av plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD). Utredning av regionale leveransesmuligheter var etterspurt av flere av høringsinstansene. Operatøren understreker at anslag for leveranser og sysselsettingseffekter er basert på empiriske tall fra tilsvarende prosjekter og har ingen føringer i forhold til tildeling av kontrakter. Kontraktstildeling skjer i henhold til norske konkurranseregler basert på en kommersiell og teknisk evaluering.

Eksportørledningen vil bygges for å transportere store gassvolum med høyt trykk og er således lite egnet for avtapping av gass til lokal industribruk i mindre kvanta. Et grenrør som tilkoples rørledningen må eventuelt holde samme trykknivå som hovedrørledningen (i dette tilfellet 250 bar). For å komme ned på et akseptabelt trykk ved ilandføring, krever dette et landanlegg med trykkreduksjon og tilhørende oppvarming av gassen. Denne typen avtapping vil neppe være økonomisk lønnsom. Mindre rørledninger fra et av landanleggene vil trolig være en bedre løsning teknisk, sikkerhetsmessig og økonomisk.

Av hensyn til mulighet for fremtidig utvidelse av virksomheten, planlegges det plass for en mulig tredje rørledning mellom Bjørnsund og Bud, og det gjøres nødvendig arbeid for å sikre at det er mulig å legge ytterligere (ikke prosjekterte) rør i Bjørnsundet på et senere tidspunkt. Ved planleggingen av landanlegget er det tatt hensyn til at det skal være mulig å etablere et fremtidig gassknutepunkt på Nyhamna.

Alternativet med tilknytning til Kollsnes er vurdert. Det vises i denne forbindelse til kommunikasjon mellom utbygger og OD rundt dette alternativet. Iht. operatøren ville Kollsnes-alternativet krevd større forhåndsinvesteringer, øke den økonomiske risikoen og ville kunne medføre negative konsekvenser for gjennomføringsplanen. Det ble besluttet ikke å videreføre dette alternativet. Konsekvensutredningen tar således utgangspunkt i alternativet med oppkobling til Sleipner.

2.4 Vurdering av utbyggingsplanene for Ormen Lange og Langeled

I sine vurderinger av utbygging av gassfelt er Olje- og energidepartementet opptatt av hvilke løsninger som gir den største samlede samfunnsøkonomiske verdiskapingen. Samtidig må sikkerhets- og miljøaspektet og hensynet til fiskerivirksomhet tillegges særskilt vekt.

PUD og PAD er blitt forelagt AAD for vurdering av spørsmål relatert til sikkerhet og arbeidsmiljø. Planene har videre vært forelagt OD for vurdering av spørsmål relatert til ressursforvaltning.

2.4.1 Sikkerhets- og arbeidsmiljømessig vurdering

AAD har ansvaret for vurderingen hva gjelder arbeidsmiljø og sikkerhetsmessige sider ved PUD og PAD for Ormen Lange og Langeled. AAD har innhentet en vurdering fra Petroleumstilsynet. Nedenfor følger AADs uttalelse.

Ormen Lange

Utbyggingen innebærer mange tekniske utfordringer. Feltet ligger på 800–1100 meter, hvilket er dypere enn noen annen tidligere utbygging på norsk sokkel. Havbunnsinstallasjonene og deler av rørledningene er store og tunge, og skal legges i et svært kupert område formet av det tidligere skredet. Det er etablert et teknologikvalifiseringsprogram for prosjektet. Det er Petroleumstilsynets vurdering at det er en risiko til stede for å få problemer under kvalifiseringen, og at dette vil kunne påvirke HMS-nivå, oppstartstidspunkt og kostnader i prosjektet. AAD anbefaler at styringen av teknologikvalifiseringsarbeidet følges opp. Videre betinger disse utfordringene tett oppfølging fra HMS-myndighetenes side i den videre utvikling av prosjektet.

AAD bemerker at prosjektet fremstår som svært omfattende med stram tidsplan. Dette stiller strenge krav til styring og koordinering, samt nøye avklarte roller og ansvar mellom operatørene. AAD forventer at operatørene har høy fokus på dette.

Med bakgrunn i feltets plassering i gropa etter Storeggaraset, har det vært gjennomført et omfattende arbeid for å vurdere fare for større eller mindre skred. Operatørens konklusjon er at det ikke er fare for større skred. Små skred kan imidlertid inntruffe, og dette må tas hensyn til under design og plassering av utstyr og rørledninger på havbunnen. Petroleumstilsynet støtter disse konklusjonene.

AAD anbefaler at Ormen Lange-utbyggingen blir godkjent på følgende vilkår:

1. Operatøren skal rapportere status i forhold til teknologiutvikling til Petroleumstilsynet. Rapporten skal, for hvert element i programmet, inkludere status i forhold til planlagt kvalifiseringsløp, operatørens oppdaterte vurdering av sannsynlighet for å lykkes med kvalifiseringen, samt konsekvenser av ikke å lykkes. Rapporten skal også inkludere status for korrosjons- og scaleinhibitor-kvalifiseringsarbeidet, samt kvalifiseringsarbeid på styringselementer for undervannsanlegget. Rapporten skal sendes Petroleumstilsynet første gang i juni 2004, deretter halvårlig frem til oppstart.
2. Lisensen skal over en toårsperiode før rørledningene tas i bruk, måle strøm der det er steinbunn. Steinbunnen i skråningene tilsier at det kan være langt høyere strømhastigheter enn det som er lagt til grunn i prosjekteringen av rørledningene. Målingsprogrammet skal være slik at man også kan måle indre bølger. Basert på målingene, skal det om nødvendig gjøres tiltak for å hindre skader.
3. Før rørledningen settes i drift skal lisensen presentere et inspeksjonsprogram som kan bekrefte integriteten til rørledningen over levetiden.
4. Operatøren skal i utbyggingsfasen utarbeide en plan for måling av vibrasjoner på rørledningen i utvalgte frie spenn eller multiple frie spenn, i områder der strømnings hastighetene på tvers av rørene er høy. Planen skal presenteres for Petroleumstilsynet i god tid før produksjonsstart, og måleutstyret skal være på plass før rørledningene settes i drift.
5. Det skal foretas innsamling og sanntidsrapportering av meteorologiske og oseanografiske data under produksjonsboringen på Ormen Lange. Når feltet produserer bare med undervannsanlegg skal det måles bølger og vind. Målingene skal da gjøres på den planlagte lokasjonen for kompresjonsinnretningen og rapporteres i sanntid. Dersom det i fremtiden installeres en innretning på overflaten for å ivareta behov for kompresjon, skal det fra og ved denne utføres nær- og sanntidsmålinger av meteorologiske og oseanografiske forhold, herunder bølger, strøm, vannstand og vind. Alle målingene og dataanalyser skal utføres, kontrolleres og rapporteres i samsvar med NORSOK N-002.
6. Det kreves en egen PUD for en fremtidig kompresjonsinnretning.
 - Ved installering av en eventuell kompresjonsplattform skal det brukes en sikkerhetsfaktor på minst 1,3 mot skred som kan skade innretninger – herunder forankrings- og stigerørssystemer.
 - Ved en eventuell fremtidig kompresjonsplattform skal man, for å påvise eventuell økt fare for skred, overvåke poretrykket i sedimentene i de aktuelle skråningene.

Langeled

Det er lagt til grunn at Pipeline Repair System (PRS) vil bli benyttet som beredskapssystem i tilfelle behov for reparasjoner på Langeled. PRS er i dag et dykkerbasert system, og dermed ikke aktuelt å benytte for reparasjoner av rørledninger i Norskerenna. Det pågår imidlertid et utviklingsprosjekt som skal kvalifisere PRS-systemet til å kunne opereres uten bruk av dykkere. I henhold til tidsplanen skal det nye dykkerløse systemet være ferdig kvalifisert i løpet av 2004. Tilgjengeligheten av et beredskapssystem som dekker de komplette rørledningssystemene er svært viktig, og Petroleumstilsynet vil ha høy fokus på de kvalifiseringsaktiviteter som pågår i sin videre oppfølging.

Arbeid med å etablere vedlikeholdsprogram og planlegge innvendig førstegangsinspeksjon vil også bli fulgt opp av Petroleumstilsynet i videre tilsyn med Langeled.

Modifikasjonsarbeidene på Sleipner stigerørplattform vil være den største risikoutfordringen i utbyggingsprosjektet. Flere HMS-utfordringer er identifisert relatert til selve installasjonsfasen. Disse vil bli tett fulgt opp av Petroleumstilsynet i prosjektfasen, og særlig i forbindelse med behandlingen av søknad om samtykke til utføring av større ombygginger jf. opplysningspliktforskriften § 5.

Prosjektets behov for samtykker vil representere viktige milepæler for myndighetenes videre oppfølging av Langeled. Det kan på disse tidspunkter bli aktuelt å sette vilkår i forbindelse med arbeid som skal gjøres i prosjektet eller i forbindelse med oppstart av driften.

I utbyggingsfasen vil det bli avholdt felles møter mellom Petroleumstilsynet, britiske Health & Safety Executive (HSE) og prosjektet, for å sikre koordinert oppfølging der det er nødvendig. For anleggs- og driftsfasen vil det bli etablert en egen avtale som regulerer samarbeidet mellom Petroleumstilsynet og HSE i forbindelse med tilsyn med operatøren og transportsystemet.

AAD anbefaler at det blir gitt tillatelse til PAD for Langeled.

2.4.2 Olje- og energidepartementets vurdering av Ormen Lange og Langeled

2.4.2.1 Oljedirektoratets vurdering av PUD for Ormen Lange

Departementet mottok brev fra OD 21. januar 2004 hvor OD ga sin vurdering av utbyggingsplanene.

Ormen Lange-prosjektet er et lønnsomt og robust prosjekt. Sensitiviteter utført av OD demonstrerer at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt, selv om mange av usikkerhetsfaktorene skulle slå negativt ut. Likevel må det påpekes at Ormen Lange-utbyggingen er et utfordrende teknisk prosjekt. Ingen enkeltelementer er identifisert som prosjektstoppere, men summen av utfordringene gjør utbyggingen unik og svært krevende.

Ormen Lange-feltets plassering i Storegga rasområde har ført til behov for et omfattende arbeid for å bekrefte at nye undersjøiske ras ikke vil utløses som følge av utbygging og produksjon på Ormen Lange. Det er etter ODs vurdering ikke fare for at petroleumsvirksomheten på Ormen Lange kan forårsake nye store ras.

OD påpeker at en tidlig observasjonsbrønn i sør kan være svært nyttig for å øke reservoarforståelsen. Informasjon fra en observasjonsbrønn vil kunne bidra til tidligere å fastslå behov for brønnramme i sør og nord, samt tidspunkt for oppstart av kompresjon.

Det vil i tillegg være nødvendig med omfattende datainnsamling i de første produksjonsbrønnene som bores, både i reservoaret og i lagpakker over gasslaget. Det bør legges opp til å bore en pilotbrønn fra hver av de to bunnrammene A og B. På grunn av usikkerheten omkring avgrensningen av feltet, vil det sannsynligvis bli behov for å bore en letebrønn nord for Ormen Lange, eller en avgrensingsbrønn helt nord på feltet.

Det pågår et arbeid for å avklare nytten av 4D seismikk. OD forventer at 4D seismikk vil bli inkludert, hvis det sannsynliggjøres at den kan brukes til overvåking av kontaktbevegelser og/eller trykкенdringer i reservoaret.

OD viser til at det er påvist olje i en letebrønn på Ormen Lange (6305/8–1). Operatøren anså imidlertid ikke funnet som kommersielt. OD støtter operatørens vurdering av det tynne oljelaget i 6305/8–1. OD mener at det er muligheter for olje i den sørlige delen av feltet, dog med en betydelig risiko for at den ikke er produserbar. OD foreslår at en mulig tidlig observasjonsbrønn plasseres slik at en samtidig kan få informasjon om oljepotensialet.

OD har vurdert de ulike elementene i kostnadsanslagene. Operatøren legger i kostnadsestimater

til grunn bygging av en plattform for kompresjon. Ifølge OD vil utvikling av undervannskompresjon kunne gi en betydelig lavere investering. Det er en reell mulighet for at teknologien for undervannskompresjon er klar før kompresjon blir nødvendig for Ormen Lange. Videre har operatøren i møter med OD pekt på at det er mulig å redusere antall brønner og unngå utplassering av en eller to av de planlagte brønnrammene. Disse elementene trekker i retning av at investeringene kan bli lavere enn det som operatøren legger til grunn. OD er enig i operatørens vurdering av at dette er en krevende utbygging, og det bør tas høyde for uforutsette utgifter.

En sentral utfordring blir å unngå dannelse av hydrater som kan plukke brønner, deler av undervannsanlegget eller rørledningene til land. Videre er det viktig å finne gode måter å fjerne disse på dersom de allikevel dannes. Plugging vil medføre kortvarig eller langvarig bortfall av hele eller deler av leveransene. Disse problemstillingene må ha fokus i det videre design- og byggearbeidet.

Utbyggingsløsningen innebærer behov for utvikling og kvalifisering av ny teknologi, eksempelvis reparasjon av rørledninger på dypt vann, sikre at rørledningene ikke blir utsatt for uakseptable belastninger når de er lagt og måling av vannmengder for å styre mengden hydrathemmende kjemikalier for å unngå hydratplugging. En fortsatt god styring av teknologiutviklingsarbeidet er en nøkkel til suksess i dette prosjektet. Etter ODs vurdering bør operatøren ha enda mer oppmerksomhet knyttet til fremdrift og styring av teknologikvalifiseringsprogrammet.

Som nevnt er det ikke tatt stilling til hva slags kompresjonsløsning man vil bruke når behovet melder seg. Operatøren vil arbeide videre for å kvalifisere en undervannskompresjonsløsning. OD synes i utgangspunktet dette er et lovende prosjekt som vil kunne gi positive ringvirkninger for andre felt på norsk sokkel. Dette viktige utstyret for utvinningen av Ormen Lange skal plasseres på 1000 m havdyp, så OD vil følge utviklingsprogrammet nøye, særlig mht. regularitet, virkningsgrad og muligheter for vedlikehold. Usikkerheten omkring konsept og beslutningstidspunkt, gjør at OD anbefaler at valgt løsning blir lagt frem for myndighetene.

OD vil i tillegg understreke viktigheten av å utvikle klare ansvarsforhold mellom de to operatørene (Hydro og Shell) i forhold til den videre utviklingen av undervannskompresjonen.

I PUD beskrives en løsning for fiskal gassmåling der nødvendig vedlikehold og kalibrering av målesystemene vil medføre begrensninger i gass-

eksporten. De store gassmengdene og rørdimensjonene gjør det i tillegg vanskelig å finne kvalifiserte kalibreringslaboratorier for målerne. Begge forholdene kan ivaretas ved å legge opp til flere måleløp.

Konseptet for kondensatmåling er basert på et nytt fiskalt måleprinsipp på norsk sokkel som det er knyttet usikkerheter til. Det gjenstår å demonstrere at prinsippet er egnet for formålet.

For gassvarmere på Nyhamna er det valgt vanlige lav-NO_x-brennere. Operatøren bør vurdere bruk av ultra lav-NO_x-brennere.

Den kritiske linjen for feltutbyggingen er landanlegget på Nyhamna. Endringer eller forsinkelser her vil kunne føre til problemer med å nå prosjektets mål om å starte produksjon som planlagt i oktober 2007. Det er fra et samfunnssynspunkt viktig at oppstartsdato ikke blir styrende dersom man ser at det kan bli forsinkelser. OD vurderer oppstartstidspunktet, oktober 2007, til å være det mest usikre elementet i hele planen. Prosjektet bør kontinuerlig optimaliseres ut fra forhold som total verdiskaping og HMS-faktorer, uten å bli drevet av tidsplanen.

OD anbefaler at plan for utbygging og drift av Ormen Lange godkjennes på følgende vilkår:

1. Operatøren skal utarbeide og sende inn til myndighetene årlige, detaljerte statusrapporter for reservoaret, inkludert brønnplaner, de tre første produksjonsårene. Det vil gi myndighetene bedre grunnlag for evaluering av den videre utbyggingen uten å ta nye grep i forhold til Ormen Lange Unit.
2. Operatøren skal senest fem år etter produksjonsstart, eller ved beslutning om konkretisering av kompresjonsinnretning, sende inn en milepælsrapport som beskriver den videre utviklingen av feltet inkludert valg av kompresjonsløsning basert på produksjonserfaringen. Myndighetene vil på dette tidspunktet ta en beslutning om det vil være nødvendig med ny eller endret PUD basert på konseptvalg for kompresjon.
3. Operatøren skal sende inn en evalueringsrapport, inkludert en kost-nytte vurdering av å bore en tidlig observasjonsbrønn på den sørlige delen av Ormen Lange-feltet. Den skal sendes til myndighetene innen 1. desember 2006.
4. Operatøren skal evaluere muligheten for en oljesone i sør og skissere en plan for kartlegging av olje. Operatøren skal sende inn en geofaglig og reservoarteknisk evalueringsrapport til myndighetene innen utgangen av 2004.
5. Operatøren bes sende inn en forpliktende plan for teknologiutvikling og kvalifisering av undervannskompresjon til myndighetene innen 1. ok-

tober 2004. Planen skal også inneholde en beskrivelse av ansvarsforholdene mellom de to operatørene med hensyn til utvikling, kvalifisering, pilottesting og eventuell utbygging. En plan mht ansvarsforhold skal sendes også om en annen kompresjonsløsning velges.

6. Operatøren skal modifisere målekonseptet for gasseksport slik at nødvendig vedlikehold og kalibrering lar seg utføre uten at dette begrenser gasseksporten. Måleutstyret må ha en slik dimensjon at det er mulig å kalibrere over hele bruksområdet. Operatøren skal sende en oppdatert plan på dette til OD i god tid innen endelig beslutning om målekonsept for gasseksport tas.
7. Operatøren må i god tid innen endelig beslutning om målekonsept for fiskal kondensatmåling demonstrere overfor OD at den foreslåtte løsning er egnet for formålet.
8. Operatøren skal utføre en kost-nytte analyse for mulig bruk av ultra lav-NO_x-brennere for gassvarmerne. Analysen skal sendes myndighetene i god tid før endelig valg tas.

2.4.2.2 *Oljedirektoratets vurdering av PAD for Langeled*

Departementet mottok brev fra OD 16. januar 2004 hvor OD ga sin vurdering av PAD.

Gascos transportplan for 2003 indikerer stor etterspørsel etter transportkapasitet for gass mot Storbritannia. Planen viser at det er etterspørsel etter all den transportkapasitet som bygges inn i Langeled mot Storbritannia. Det indikerer også at det kan bli nødvendig med ytterligere forsterkninger av transportkapasiteten mot Storbritannia.

Modifikasjonene på Sleipner fremstår som den planmessig mest utfordrende delen av prosjektet. Basert på underlagsdokumentasjon fra prosjektet, er det ODs vurdering at tidsplanen vanskelig vil la seg gjennomføre dersom man ikke lykkes med ytterligere optimaliseringstiltak. Det kan være verdt å merke seg at det kritiske i første rekke dreier seg om oppstartsdato for det sørlige røret som er oktober 2006. Hva gjelder det nordlige røret og oppstart for eksport av Ormen Lange-gass oktober 2007, er tidsplanen mer robust.

Det er ODs vurdering at kostnadsestimatet er robust, selv om det knytter seg ekstra usikkerhet til kostnadene ved modifikasjoner på Sleipner samt mottaksterminalen i Storbritannia.

OD har plottet operatørens forslag til trasé for Nyhamna-Sleipner rørledningen mot ODs prospektdatabase. Operatøren har valgt å legge traseen på en meget prospektiv trend. Den foreslåtte tra-

seen vil medføre at den nordre rørledningen krysser flere interessante prospekter. OD legger til grunn at operatøren i god tid før design låses, i samarbeid med OD og rettighetshaverne for berørte blokker evaluerer traseen i detalj, slik at den ikke blir til hinder for fremtidige utbygginger. Operatøren bør i størst mulig grad legge traseen for det nordlige røret så nær eksisterende rørledninger som mulig, der dette er forsvarlig.

Det er ODs oppfatning at operatøren må informere myndighetene grundigere om eventuelle tiltak for å kunne gjennomføre oppknytning i Langeledsrørledningen, herunder om det er mulig å koble seg på rørledningen uten noen form for preinvestering.

OD legger til grunn at konsept for fiskalmåling i Easington vil være i henhold til gjeldende OD-regelverk når det gjelder utføring, testing og drift. Det forutsettes at hensyn til tilgjengelighet og fleksibilitet blir ivaretatt. Det blir viktig å legge til rette for høy regularitet ved at nødvendig kalibrering og vedlikehold av målerne kan utføres uten at dette virker begrensende på gasseksporten.

OD legger til grunn at valg av disponeringsløsning ved utvikling av rørledningen vil bli basert på norsk og britisk regelverk, samt internasjonale regelverk og konvensjoner. En endelig plan for disponering av rørledningen forutsettes, i henhold til petroleumsloven § 5–1, å bli utarbeidet av operatøren 2–5 år før rørledningen skal stenges ned.

OD anbefaler at PAD for Langeled godkjennes på følgende vilkår:

1. Operatøren må holde myndighetene oppdatert på arbeidet med å optimalisere de planlagte modifikasjonene på Sleipner stigerørplattform.
2. Operatøren må i løpet av 2004, og i god tid før trasévalg låses, konsultere myndighetene i forbindelse med valg av endelig trasé.

2.4.2.3 *Olje- og energidepartementets samlede vurdering av Ormen Lange*

Ormen Lange er det nest største påviste norske gassfeltet og det første dypvannsprosjektet på norsk sokkel. De totale investeringene for Ormen Lange-utbyggingen er anslått til 46,5 mrd. 2003-kroner. I tillegg kommer investeringene i Langeled på 19,4 mrd. 2003-kroner, som er en nødvendig forutsetning for feltutbyggingen. Totalt medfører Ormen Lange-utbyggingen investeringer på 65,9 mrd. 2003-kroner.

Ormen Lange er et omfattende prosjekt med betydelige utfordringer særlig knyttet til vanddyp og legging av rørledning opp fra Storegga-skrenten. Prosjektet er komplekst og vil kreve kvalifise-

ring av ny teknologi på enkelte områder. Den teknologiske utviklingen som følge av Ormen Lange vil også kunne komme fremtidige feltutbygginger til gode.

Operatøren har lagt frem sensitivetsberegninger for investeringskostnadene. OD har vurdert mulighetene for endrede investeringskostnader knyttet til de forskjellige elementene som inngår i prosjektet. Disse beregningene viser at prosjektet er økonomisk robust og samfunnsøkonomisk lønnsomt også ved vesentlige avvik i investeringskostnadene og andre økonomiske forutsetninger. På denne bakgrunn er det departementets vurdering at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust.

Ormen Lange vil være en av de viktigste utbyggingene på norsk sokkel i årene fremover og av sentral betydning for utviklingen av den norske gassvirksomheten. Utbygging av feltet vil bidra til at norsk gasseksport øker med mer enn 20 mrd. Sm³ per år til et mulig nivå på over 110 mrd. Sm³ per år i løpet av dette tiåret. Dette vil føre til at Norge styrker sin posisjon som en av de viktigste leverandørene av gass til Europa. Utbyggingen av Ormen Lange vil være med på å dekke et økende europeisk behov for gass. Markedsanalyser viser spesielt at Storbritannia i fremtiden vil måtte dekke en stadig større andel av sitt gassforbruk gjennom import.

Landanlegget på Nyhamna vil i fremtiden også kunne benyttes av andre felt, det vil si andre rettighetshavergrupper enn den for Ormen Lange-feltet. Videre vil departementet ikke fastsette konsesjons-tidsbegrensning for landanlegget slik det er for utvinningen fra Ormen Lange-feltet. Departementet vil derfor gi en særskilt tillatelse til anlegg og drift for landanlegget etter petroleumsloven § 4–3. Departementet mener det er viktig å legge til rette for en videreutvikling av en helhetlig norsk ressursforvaltning som også bidrar til å dekke andre felts behov for transport og prosessering. Departementet vil på denne bakgrunn kreve at det legges til rette for at landanlegget, i tillegg til at det skal drives i henhold til en særskilt tillatelse etter petroleumsloven § 4–3, eiermessig kan skilles ut fra interessentskapet som drives i henhold til § 4–2 godkjennelsen for Ormen Lange feltet. Departementet kan kreve slik eiermessig utskillelse dersom departementet anser dette som nødvendig i forbindelse med fastsettelse av tariff for landanlegget eller i forbindelse med godkjennelse av tariff for tredjepartsbruk av landanlegget. Departementet legger til grunn at en slik eiermessig utskillelse også vil legge til rette for at landanlegget, som en videreutvikling av det helhetlige gasstransportsystemet, kan innlemmes i

Gassled. Det kan videre være aktuelt å utpeke en annen operatør for landanlegget enn for anleggene offshore.

De fremlagte utbyggingsplanene vil etter departementets vurdering bidra til en god ressursforvaltning. Det har i høringsuttalelsene ikke kommet frem forhold som tilsier at plan for utbygging og drift av Ormen Lange ikke bør godkjennes.

2.4.2.4 Olje- og energidepartementets samlede vurdering av Langeled

Investeringsanslaget for Langeled er på 19,4 mrd. 2003-kroner. Operatøren har lagt frem analyser som viser sensitivitetsberegninger for investeringskostnadene. Disse tilsier at det er 80 pst. sannsynlighet for at investeringene vil ligge mellom 17,3 og 20,6 mrd. 2003-kroner.

Transportsystemet Langeled vil være et viktig bidrag til å øke gasseksporten fra norsk sokkel og skape økt fleksibilitet i det norske transportsystemet.

Langeled vil være et viktig bidrag til å øke transportkapasiteten fra norsk sokkel. Langeled vil bidra til å øke kapasiteten med over 20 mrd. Sm³ per år tilsvarende en økning på 20 pst. Mot Storbritannia medfører Langeled at eksportkapasiteten øker fra 35 mill. Sm³ per dag til 105 mill. Sm³ per dag, tilsvarende 35 mrd. Sm³ per år.

Det er ventet at behovet for gass i Storbritannia vil vokse kraftig de neste tiårene som følge av vekst i gassforbruk og redusert egenproduksjon. Utbygging av Langeled vil bidra til å dekke en vesentlig del av det økende behovet.

Langeled vil på Sleipner integreres med Gassled slik at også andre felt kan benytte Langeled for transport av gass til Storbritannia, i den grad det er ledig kapasitet i transportsystemet. Samtidig kan gass fra Ormen Lange transporteres fra Sleipner mot kontinentet. Rørledningen medfører derfor økt fleksibilitet for produsenter på norsk sokkel.

Videre vil tilkoblingen på Sleipner bidra til en utblanding av gass som sikrer at gassen har den riktige sammensetning i forhold til de kvalitetskrav som stilles på kontinentet og i Storbritannia.

Langeled vil ha sitt hovedgrunnlag i utbyggingen av Ormen Lange-feltet, men utgjør samtidig en videreutvikling av det helhetlige norske gasstransportsystemet og skal også dekke andre felts behov for transport. Departementet legger stor vekt på nøytral og helhetlig transportutvikling for gass, jf. St. prp. nr. 36 (2000–2001) og Innst. S. nr. 198 (2000–2001). En ser det som avgjørende at samordnet bruk av nytt og eksisterende transportsystem,

herunder en fleksibel integrering ved Sleipner, ivaretas.

Departementet legger til grunn at Langeled skal innlemmes i Gassled. Dette skal skje senest ved driftsstart av den sørlige rørledningen.

Departementet legger til grunn at Hydro er operatør for Langeled frem til oppstart av gassfylling i den sørlige rørledningen. Gassco er opprettet for å forestå drift av essensiell norsk gassinfrastruktur og for å ivareta et helhetlig perspektiv for norsk gasstransport. Departementet legger til grunn at Gassco overtar som operatør fra ovennevnte tidspunkt.

Skifte av operatør krever departementets godkjenning. Når særlige grunner tilsier det, kan departementet foreta skifte av operatør. Departementet skal varsle om overføring av operatøroppgavene i rimelig tid og kan gi utfyllende bestemmelser og fastsette vilkår for gjennomføringen og iverksettelsen av operatørskiftet.

Det nye transportsystemet vil bli gjenstand for de generelle adgangsreglene samt myndighetsfastsatte tariffer, jf. kapittel 9 i forskrift 27. juni 1997 til lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskriften) og forskrift 20. desember 2002 om fastsettelse av tariffer m.v. for bestemte innretninger (tarifforskriften). Departementet vil fastsette tariffene for bruk av Langeled på et senere tidspunkt. I henhold til petroleumsforskriften § 63 skal kapitalelementet i tariffen fastsettes slik at eier kan forvente en rimelig avkastning på investert kapital.

I plan for anlegg og drift søker operatøren om konsesjonstid for Langeled til 2041. I henhold til forskrift 27. juni 1997 nr. 653 til lov om petroleumsvirksomhet § 62 legger Olje- og energidepartementet til grunn at det ved fordeling av rett til bruk av kapasitet i Langeled først skal tas hensyn til behørig begrunnet rimelig behov til den som bekoster slik kapasitet, oppad begrenset til dennes andel av investeringen. Det skal i den anledning legges til rette for at investorene kan reservere kapasitet for perioden frem til utløpet av konsesjonstiden på Ormen Lange-feltet, dvs. utover Langeleds konsesjonstid. Departementet vil fastsette en tidsfrist for slik reservasjon i tillatelsen til Langeled. På denne bakgrunn legger departementet til grunn at tillatelsen til Langeled gis til 31. desember 2035.

Det er departementets vurdering at de fremlagte utbyggingsplanene vil bidra til en god ressursforvaltning. Det har i høringsuttalelsene ikke kommet frem forhold som tilsier at plan for anlegg og drift av Langeled ikke bør godkjennes.

2.5 Budsjettmessige konsekvenser for SDØE

Ormen Lange

Utbyggingen av Ormen Lange vil på bakgrunn av informasjon gitt av operatør Hydro medføre om lag 1 140 mill. kroner i investeringer, om lag 30 mill. kroner i kalkulatoriske renter og 80 mill. kroner i driftskostnader for SDØE i inneværende år. Det er dekning for disse kostnadene innenfor rammene for gjeldende budsjett, jf. St.prp. nr. 1 (2003–2004) og Budsjett-innst. S. nr. 9 (2003–2004) henholdsvis kap. 2440 post 30 og kap. 5440 post 24.04.

Langeled

Utbyggingen av Langeled vil på bakgrunn av informasjon gitt av operatør Hydro medføre om lag 1 540 mill. kroner i investeringer, om lag 40 mill. kroner i kalkulatoriske renter og 80 mill. kroner i driftskostnader for SDØE i inneværende år. Det er dekning for disse kostnadene innenfor rammene for gjeldende budsjett, jf. St.prp. nr. 1 (2003–2004) og Budsjett-innst. S. nr. 9 (2003–2004) henholdsvis kap. 2440 post 30 og kap. 5440 post 24.04. Det vises for øvrig til St.prp. nr. 81 (2002–2003) og Innst. S. nr. 18 (2003–2004).

2.6 Konklusjoner og vilkår

Ormen Lange

Olje- og energidepartementet gir sin tilslutning til at Ormen Lange-feltet blir bygd ut i henhold til fremlagt plan for utbygging og drift og til anlegg og drift av landanlegget på Nyhamna, med de merknader som fremgår av denne proposisjonen og på følgende vilkår:

1. Operatøren skal utarbeide og sende inn til Oljedirektoratet (OD) årlige, detaljerte statusrapporter for reservoaret, inkludert brønnplaner, de tre første produksjonsårene.
2. Operatøren skal sende inn til OD innen 1. desember 2006 en evalueringsrapport, inkludert en kost-nytte vurdering av å bore en tidlig observasjonsbrønn på den sørlige delen av Ormen Lange-feltet.
3. Operatøren skal evaluere muligheten for en oljesone i sørlige del av feltet, og skissere en plan for kartlegging av olje. Operatøren skal sende inn en geofaglig og reservoarteknisk evalueringsrapport til OD innen utgangen av 2004.
4. Operatøren skal sende inn en forpliktende plan for teknologiutvikling og kvalifisering av undervannskompresjon til OD og Petroleumstilsynet (Ptil) innen 1. oktober 2004. Planen skal også inneholde en beskrivelse av ansvarsforholdene mellom de to feltoperatørene med hensyn til utvikling, kvalifisering, pilottesting og eventuell utbygging. En plan mht ansvarsforhold skal sendes også om en annen kompresjonsløsning velges.
5. Operatøren skal senest fem år etter produksjonsstart, eller ved beslutning om konkretisering av kompresjonsinnretning, sende inn en milepælsrapport til OD som beskriver den videre utviklingen av feltet inkludert valg av kompresjonsløsning basert på produksjonserfaring. OED i samråd med andre berørte departementer vil på dette tidspunktet ta en beslutning om det vil være nødvendig med ny eller endret PUD basert på konseptvalg for kompresjon. Ved installering av en eventuell kompresjonsplattform skal det brukes en sikkerhetsfaktor på minst 1,3 mot skred som kan skade innretninger, herunder forankrings- og stigerørssystemer. Videre skal man, for å påvise eventuell økt fare for skred, overvåke poretrykket i sedimentene i de aktuelle skråningene.
6. Operatøren skal modifisere målekonseptet for gasseksport slik at nødvendig vedlikehold og kalibrering lar seg utføre uten at dette begrenser gasseksporten. Måleutstyret må ha en slik dimensjon at det er mulig å kalibrere over hele bruksområdet. Operatøren skal sende en oppdatert plan for dette til OD i god tid før beslutning om målekonsept for gasseksport tas.
7. Operatøren må i god tid før beslutning om målekonsept for fiskal kondensatmåling demonstrere overfor OD at den foreslåtte løsning er egnet for formålet.
8. Operatøren skal utføre en kost-nytte analyse for mulig bruk av ultra lav NO_x-brennere for gassvarmerne. Analysen skal sendes OD i god tid før endelig valg tas.
9. Operatøren skal rapportere status i forhold til teknologiutvikling til OD og Ptil. Rapporten skal, for hvert element i programmet, inkludere status i forhold til planlagt kvalifiseringsløp, operatørens oppdaterte vurdering av sannsynlighet for å lykkes med kvalifiseringen, samt konsekvenser av ikke å lykkes. Rapporten skal også inkludere status for korrosjons- og scaleinhibitor-kvalifiseringsarbeidet, samt kvalifiseringsarbeid på styringselementer for undervannsanlegget. Rapporten skal sendes OD og Ptil første gang i juni 2004, deretter halvårlig frem til oppstart.

10. Operatøren skal over en toårsperiode før rørledningene tas i bruk, måle havstrøm der det er steinbunn. Steinbunnen i skråningene tilsier at det kan være langt høyere strømhastigheter enn det som er lagt til grunn i prosjekteringen av rørledningene. Målingsprogrammet skal være slik at man også kan måle indre bølger. Basert på målingene, skal det om nødvendig gjøres tiltak for å hindre skader.
11. Før rørledningene settes i drift skal operatøren presentere et inspeksjonsprogram for Ptil som kan bekrefte integriteten til rørledningene over levetiden.
12. Operatøren skal i utbyggingsfasen utarbeide en plan for måling av vibrasjoner på rørledningene i utvalgte frie spenn eller multiple frie spenn, i områder der strømnings hastighetene på tvers av rørene er høy. Planen skal presenteres for Ptil i god tid før produksjonsstart, og måleutstyret skal være på plass før rørledningene settes i drift.
13. Det skal foretas innsamling og sanntidsrapportering av meteorologiske og oseanografiske data under produksjonsboringen på Ormen Lange. Når feltet produserer bare med undervannsanlegg skal det måles bølger og vind. Målingene skal da gjøres på den planlagte lokasjonen for kompresjonsinnretningen og rapporteres i sanntid. Dersom det i fremtiden installeres en innretning på overflaten for å ivareta behov for kompresjon, skal det fra og ved denne utføres nær- og sanntidsmålinger av meteorologiske og oseanografiske forhold, herunder bølger, strøm, vannstand og vind. Alle målingene og dataanalyser skal utføres, kontrolleres og rapporteres i samsvar med NORSOK N-002.
14. Det skal legges til rette for at landanlegget, som drives i henhold til tillatelse til anlegg og drift etter petroleumsloven § 4–3, eiermessig kan skilles ut fra interessentskapet som drives i henhold til § 4–2 godkjennelsen for Ormen Lange feltet. Departementet kan kreve slik eiermessig utskillelse dersom departementet anser dette for nødvendig i forbindelse med fastsettelse av tariffer for anlegget eller i forbindelse med godkjennelse av tariffer for tredjepartsbruk.
15. Departementet kan foreta skifte av operatør for landanlegget, herunder slik at det upekes en annen operatør for landanlegget som drives i henhold til tillatelse til anlegg og drift etter petroleumsloven § 4–3 enn den for anleggene offshore som drives i henhold til godkjennelse av plan for utbygging og drift etter petroleumsloven § 4–2. Departementet kan foreta slikt skifte av operatør dersom departementet finner at særlige grunner tilsier dette.

Langeled

Olje- og energidepartementet gir sin tilslutning til at Langeled blir bygd ut i henhold til fremlagte plan for anlegg og drift, med de merknadene som fremgår av denne proposisjonen og på følgende vilkår:

1. Operatøren må holde OD oppdatert om arbeidet med å optimalisere de planlagte modifikasjonene på Sleipner.
2. Operatøren skal i løpet av 2004, og i god tid før trasevalg låses, konsultere OD i forbindelse med endelig trasé.
3. Rørledningene i Langeled skal innlemmes i Gassled. Dette skal skje senest ved driftsstart av den sørlige rørledningen.
4. Norsk Hydro Produksjon a.s skal være operatør for Langeled frem til start av gassfylling i den sørlige rørledningen. Gassco AS vil overta fra dette tidspunkt.
5. Skifte av operatør krever departementets godkjennelse. Når særlige grunner tilsier det, kan departementet foreta skifte av operatør. Departementet skal varsle om overføring av operatøroppgavene i rimelig tid og kan gi utfyllende bestemmelser og fastsette vilkår for gjennomføringen og iverksettelsen av operatørskiftet.
6. Det nye transportsystemet vil bli gjenstand for de generelle adgangsreglene samt myndighetsfastsatte tariffer, jf. kapittel 9 i forskrift 27. juni 1997 til lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskriften) og forskrift 20. desember 2002 om fastsettelse av tariffer mv. for bestemte innretninger (tarifforskriften).
7. Tillatelsen til Langeled gis til 31. desember 2035.

3 Petoro AS – fullmakt fra Stortinget til å delta i visse transaksjoner i petroleumsvirksomheten

3.1 Innledning

Staten har siden 1985 deltatt direkte i petroleumsvirksomheten gjennom Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE). SDØE-andelene eies av staten ved Olje- og energidepartementet. Prinsippet for statens deltakelse i virksomheten er at den skal gjennomføres på forretningsmessig basis. Inntil 2001 ble SDØE-andelene forvaltet av Statoil.

I forbindelse med delprivatiseringen av Statoil ASA (Statoil) ble det ved Stortingets behandling av St.prp. nr. 36 (2000 – 2001) bl.a. uttalt i Innst. S. nr. 198 (2000 – 2001) at det som følge av delprivatisering og børsnotering skulle etableres en ny forvalterordning for SDØE. Det ble besluttet å etablere et heleiet aksjeselskap (Petoro AS (Petoro)) til ivaretagelse av SDØE-andelene. Petoro er rettighetshaver i de enkelte interessentskap på vegne av SDØE og er i henhold til petroleumsloven pålagt å forvalte SDØE-andelene på forretningsmessig basis.

I dette kapittelet vil departementet be Stortinget om enkelte fullmakter som skal bidra til at Petoro fullt ut kan ivareta sin oppgave som rettighetshaver og forvalter av SDØE-andelene på en forretningsmessig måte. Departementets anmodning er begrunnet i hensynet til at staten som direkte deltaker i virksomheten, skal bidra til å sikre en god fremdrift i transaksjoner, til å redusere forretningsmessig usikkerhet for andre rettighetshavere, og til å bevare forretningsmessig konfidensialitet i forretningsmessige transaksjoner. De transaksjoner det er tale om, er alle en del av den normale kommersielle virksomheten på sokkelen, men som uten de fullmakter det her anmodes om, likevel krever Stortingets aksept eller tilsagn.

3.2 Bakgrunn

I tiden etter at den nye forvalterordningen for SDØE ble etablert, har praktiseringen av den nye ordningen vist at det er behov for enkelte klargjøringer for å sikre at Petoro skal kunne utføre sine forvalteroppgaver på best mulig måte. Likeledes er det behov for visse klargjøringer i forhold til Statoils avsetning av statens olje og gass under Avset-

ningsinstruks for Statoil ASA (avsetningsinstruksen).

De transaksjoner det er behov for fullmakter fra Stortinget for, gjelder eksempelvis kjøp og salg av SDØE-andeler, deltakelse fra SDØE i anlegg av nye rørledninger mv. SDØE-deltakelse krever normalt aksept fra Stortinget. Slik aksept kan enten gis i forbindelse med en konkret sak, eller i form av en fullmakt fra Stortinget til Kongen eller Olje- og energidepartementet til å gitte tilfelle å godkjenne eller samtykke i at Petoro kan forplikte seg på vegne av SDØE.

Hensikten med de fullmakter Stortinget blir bedt om å gi, er å sikre oppfyllelse av Stortingets forutsetning for den nye forvalterordningen for SDØE, nemlig at Petoro kan delta i petroleumsvirksomheten på lik linje med andre rettighetshavere og slik at SDØE-andelene forvaltes på forretningsmessig basis. De tilfellene det gjelder er:

- Verdioppgradering av statens gass etter avsetningsinstruksen
- SDØE-deltakelse i pre-interessentskapsfasen ved anlegg av nye rørledninger
- Transaksjoner knyttet til utvidelse/tilpasning av Gassled
- Overdragelser, for så vidt gjelder:
 - En rettighetshavers uttreden fra et interessentskap
 - Forenklet samordning
- Enkelte andre forhold knyttet til samordning

En oversikt over bruk av disse fullmaktene vil på vanlig måte bli rapportert til Stortinget i den årlige nysalderingsproposisjonen. Bevilgningsmessige virkninger av bruk av fullmaktene vil bli innarbeidet i de vanlige budsjettfremleggene.

3.3 Verdioppgradering av statens gass etter avsetningsinstruksen

I St.prp. nr. 36 (2000 – 2001) Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE fremgår det som en hovedforutsetning for delprivatiseringen av Statoil og etableringen av en ny forvalterordning for SDØE gjennom Petoro, at også den nye forvalter-

ordningen må «sikre at man oppnår målsettingen om høyest mulig verdiskaping for staten». Stortinget besluttet derfor at det for så vidt gjelder avsetning av statens olje og gass, fortsatt skal være slik at Statoil også etter delprivatiseringen skal forestå avsetning av den olje og gass som genereres fra SDØE-andelene.

Før delprivatiseringen av Statoil fastsatte departementet på denne bakgrunn avsetningsinstruksen, som innebærer at selskapet også etter delprivatisering skal forestå avsetningen av statens olje og gass sammen med sin egen. Statoil er i denne instruksen gitt rett og plikt til å beslutte alle forhold vedrørende avsetningen av statens olje og gass. Petoro er i sine vedtekter pålagt å overvåke Statoils avsetning av statens olje og gass under denne avsetningsinstruksen. Petoro er også etter petroleumsloven ansvarlig for at det foreligger budsjett og for avleggelse av regnskap for SDØE, herunder for de inntekter og utgifter som gjelder avsetning av statens petroleum under avsetningsinstruksen.

Som ledd i gassavsetningen er det i instruksen forutsatt at Statoil også skal kunne foreta verdioppgradering av gassen. Dette kan eksempelvis innebære investering i gasslager, eller kjøp av kapasitetsrettigheter i terminaler og rørledninger. En verdioppgradering knyttet til statens gass skal også sikre at staten får sin rettmessige andel av den oppnådde inntekt etter verdioppgraderingen. En forutsetning for dette er at staten også skal bære sin forholdsmessige andel av kostnadene ved en slik verdioppgradering.

Det følger av instruksen at Statoil på forretningsmessig grunnlag fatter beslutning om verdioppgradering av statens og sin egen gass. Behovet for bl.a. å ivareta forretningsmessig konfidensialitet ved slike beslutninger, og for å ivareta tidshensyn for å kunne utnytte forretningsmuligheter i markedet, medfører at slike planer ikke kan fremlegges offentlig før etter at beslutningen er fattet. På den bakgrunn vil departementet be om at Stortinget gir Kongen fullmakt til å godkjenne at det kan pådras forpliktelse utover gitte bevilgninger til dekning av statens forholdsmessige andel av kostnadene ved verdioppgradering av statens gass som ledd i Statoils avsetning, der statens forholdsmessige andel for det enkelte prosjekt/fase utgjør inntil 5 mrd. kroner, jf. forslag til vedtak. Slik beslutning vil bli fattet ved kgl. res. I forbindelse med den årlige nysalderingen vil det bli gitt en orientering til Stortinget om bruk av denne fullmakten. Bevilgningsmessig virkning av bruk av fullmakten vil bli innarbeidet i de vanlige budsjettfremleggene.

3.4 SDØE-deltakelse i pre-interessentskapsfasen ved anlegg av nye rørledninger på kontinental-sokkelen

Anlegg av nye rørledninger på sokkelen skjer i henhold til tillatelse fra departementet. Slik tillatelse gis på basis av en søknad – Plan for anlegg og drift (PAD) – fra aktuelle selskaper.

Petroleumsloven forutsetter at den direkte statlige deltakelse i virksomheten skal foregå innenfor et etablert interessentskap. Det innebærer at statsdeltakelse i et rørledningsinteressentskap i praksis besluttes på det tidspunkt en tillatelse til anlegg og drift av rørledningen gis. Før interessentskapet dannes, vil det imidlertid måtte klargjøres hvilke selskaper som ønsker å investere i den nye rørledningen. Disse vil danne en investorgruppe der det også bestemmes hvor store andeler selskapene forplikter seg for. Denne investorgruppen vil også utforme en PAD som nevnt.

Ofte fremstår det som temmelig åpenbart at også staten ved SDØE skal delta som investor når en ny rørledning planlegges. Det kan eksempelvis være fordi rørledningen hovedsakelig skal fungere som en rørledning fra et felt under utbygging der Petoro er rettighetshaver for SDØE, eller fordi rørledningen planlegges bygget som en del av Gassled, der Petoro som rettighetshaver for SDØE har en eierandel. I slike tilfeller vil Petoro delta i den investorgruppen som planlegger den nye rørledningen, også i perioden frem til tillatelse til anlegg og drift av rørledningen gis og statsdeltakelse i rørledningen formelt besluttes. I denne pre-interessentskapsfasen kan det i praksis også være behov for å gjøre enkelte investeringer. Det kan bl.a. være inngåelse av avtaler om kjøp av ingeniørtjenster, stål til rørledningen eller sikring av leie av skip til legging av den. Slike forhold kan ofte av tidshensyn ikke utstå til interessentskapet formelt er etablert.

Petroleumsloven forutsetter som nevnt at Petoro bare kan opptre på vegne av SDØE når det er etablert et interessentskap for virksomheten. Petoro vil derfor ikke kunne påta seg forpliktelser som nevnt på vegne av SDØE i pre-interessentskapsfasen, uten at deltakelsen er formelt forankret. Departementet har på den bakgrunn ved enkelte anledninger bedt om Stortingets tilslutning til at staten v/SDØE skal delta i anlegg av nye rørledninger før statsdeltakelsen er formelt besluttet, slik at Petoro derved også kan delta i nødvendige transaksjoner i perioden før tillatelse til anlegg og drift gis, jf. St.prp. nr. 81 (2003 – 2004) Statsdeltakelse i pre-interessentskapsfasen knyttet til anlegg av nytt gass-transportsystem fra Nyhamna til Storbritannia.

Ved at Stortinget må forelegges spørsmålet om Petoros deltakelse før Petoro kan forplikte SDØE på vegne av staten, vil gjennomføringen av investeringen være beheftet med en viss usikkerhet i forhold til de øvrige investorselskaper. En slik forretningsmessig usikkerhet er lite ønskelig når petroleumsloven forutsetter at Petoro skal forvalte SDØE-andelene på forretningsmessig basis. For at Petoro som forvalter av SDØE-andelene skal kunne delta i petroleumsaktiviteten på en måte som i størst mulig grad er lik andre selskapers deltakelse, vil departementet derfor be om at Stortinget gir Kongen fullmakt til å godkjenne Petoros deltakelse i investeringer i pre-interessentskapsfasen, og at Petoro kan pådra seg forpliktelser utover gitte bevilgninger til dekning av statens forholdsmessige andel av utgifter i en pre-interessentskapsfase, jf. forslag til vedtak. Bevilgningsmessig virkning av bruk av fullmakten vil bli innarbeidet i de vanlige budsjettfremleggene. Stortinget vil på vanlig måte få seg forelagt prosjektet som ledd i departementets arbeid med godkjennelse av PAD.

3.5 Transaksjoner knyttet til utvidelse/tilpasning av Gassled

Gassled ble etablert med virkning fra 1. januar 2003 og omfatter alle de største gassrørledningene på norsk kontinentalsokkel.

I eieravtalen for Gassled bestemmes det at investeringer knyttet til forbedringer av de anlegg som omfattes av Gassled, kan foretas uten at samtlige eiere er forpliktet til å delta i investeringen. I en slik situasjon bestemmes det at eierandelen i Gassled til de som deltar i investeringen, skal justeres opp for å reflektere den investering de har foretatt. De eiere som i et slikt tilfelle ikke deltar i en investering som beskrevet, skal få sine eierandeler tilsvarende redusert.

Utvidelsen av gassbehandlingskapasiteten på Kårstø er et eksempel på en investering som nevnt. SDØE-andelen i Gassled var ved etablering av interessentskapet 38,293 %. Ved utvidelsen av gassbehandlingskapasiteten på Kårstø var det enkelte eiere i Gassled som ikke ønsket å delta i investeringen. Petoro som forvalter av SDØE-andelen var et av de selskapene som ønsket å delta i denne investeringen med en større andel enn det SDØE-andelen tilsa. En investering som nevnt i Gassled for en større andel enn den fastsatte SDØE-andel, krever Stortingets aksept. Spørsmålet ble derfor forelagt Stortinget i St.prp. nr. 24 (2003 – 2004) Om endringer av løyvingar på statsbudsjettet for 2003 med meir un-

der Olje- og energidepartementet og endringer under Gassled.

Den type investeringer for å utvikle Gassled som her er beskrevet, må også forventes å kunne bli aktuelle i fremtiden. Ved at Stortinget må forelegges spørsmålet om Petoros deltakelse før Petoro kan forplikte SDØE på vegne av staten, vil gjennomføringen av investeringen være beheftet med en viss usikkerhet i forhold til de øvrige eierne i Gassled. En slik forretningsmessig usikkerhet er lite ønskelig når forutsetningen er at Petoro skal forvalte SDØE-andelene på forretningsmessig grunnlag.

For at Petoro som forvalter av SDØE-andelene skal kunne delta i Gassled på en måte som i størst mulig grad er lik den deltakelsen andre eiere i Gassled har, vil departementet derfor be Stortinget om å gi Kongen fullmakt til å beslutte Petoros deltakelse ved forbedringer av de anlegg som omfattes av Gassled, og til at Petoro kan pådra seg forpliktelser utover gitte bevilgninger til dekning av statens forholdsmessige andel av slike investeringer knyttet til Gassled, jf. forslag til vedtak. Beslutninger som nevnt vil derved kunne besluttet ved kgl. res. I forbindelse med nysalderingen vil det bli gitt en orientering til Stortinget om bruk av denne fullmakten. Bevilgningsmessig virkning av bruk av fullmakten vil bli innarbeidet i de vanlige budsjettfremleggene.

3.6 Petoro – forholdet til overdragelser

En overdragelse av andeler i et interessentskap kan i utgangspunktet være både salg, kjøp og bytte. Formelt krever en overdragelse av SDØE-andeler Stortingets aksept. Dette er reflektert i Retningslinjer for overdragelse av SDØE-andeler, som er inn tatt i St.pr. nr. 50 (1995 – 96). Det er også gitt Retningslinjer for porteføljetilpasning for Petoro som reflekterer at overdragelse av SDØE-andeler ikke kan skje på like fritt grunnlag som det som gjelder for andre rettighetshavere.

3.6.1 Uttreden

En rettighetshaver har rett til å tre ut av interessentskapet når arbeidsforpliktelsen er utført.

I et slikt tilfelle vil vedkommende rettighetshaver normalt ha forsøkt å selge andelen i markedet uten å lykkes. Dersom han deretter velger å tre ut, skal de øvrige rettighetshavere normalt ha rett til å overta sin forholdsmessige del av den oppgitte an-

del vederlagsfritt. Dersom ingen ønsker å overta den oppgitte andel, må interessentskapet oppløses.

Denne formen for uttreden er meget vanlig og behandles vanligvis som en overdragelse. Petoro vil som rettighetshaver normalt overta sin forholdsmessige del av den andelen som blir oppgitt. Fordi andelen som oftest anses å være uten verdi, vil overdragelsen normalt være vederlagsfri. Det kan imidlertid ikke utelukkes at rettighetshaverne må betale for å overta andelen, eller at Petoro selv skulle ønske å tre ut av et interessentskap. Formelt vil en slik uttreden med etterfølgende overdragelse kunne kreve Stortingets aksept.

Basert på Retningslinjer for overdragelse av SDØE-andeler (St.prp. nr. 50 (1995 – 96)), gir Stortinget hvert år en fullmakt til Kongen til å godkjenne overdragelse av SDØE-andeler «i utvinningstillatelser der det antas at samlede utvinnbare ressurser i forekomstene er mindre enn 10 mill. tonn oljeekvivalenter». Dette må som hovedregel antas å gjelde i de tilfelle der uttreden er aktuelt. Avhengig av om Petoros overtakelse av en andel som følge av uttreden medfører betaling fra Petoros side, eller av om Petoro selv trer ut, vil Kongens aksept i utgangspunktet være påkrevet.

For å sikre en mer strømlinjeformet behandling av en uttreden som også involverer Petoro, vil departementet på denne bakgrunn be om fullmakt fra Stortinget til å kunne beslutte at Petoro overtar eller avhender en andel som følge av uttreden, på lik linje med de øvrige rettighetshavere på norsk sokkel, jf. forslag til vedtak. Departementet vil derved kunne samtykke i at en overdragelse som følge av uttreden også omfatter Petoro. I forbindelse med den årlige nysalderingen vil det bli gitt en orientering til Stortinget om bruk av denne fullmakten. Eventuelle budsjettmessige virkninger forventes å være av en størrelsesorden som det vil være dekning for innenfor gjeldende bevilgning.

3.6.2 Forenklet samordning

Dersom en petroleumsforekomst strekker seg over i en annen utvinningstillatelse, skal feltet samordnes. Som hovedregel vil en samordning innebære at rettighetshaverne i de aktuelle utvinningstillatelser inngår en avtale om fordeling av forekomsten mellom de aktuelle blokker og interessentskap. En slik avtale er betinget av departementets godkjenning.

I en del tilfeller vil imidlertid en forekomst strekke seg over i en annen blokk med en meget liten andel av reservoaret. Det vil da kunne være for ressurskrevende med en tradisjonell samordning. Da søker rettighetshaverne isteden å enes om and-

re former for forenklet samordning. En måte å gjøre det på, vil være å dele området for den tillatelsen der forekomsten kun dekker en liten del. Etter en slik geografisk deling vil rettighetshaverne overdra hele den fradelte tillatelsen til rettighetshaverne i den tillatelsen som i hovedsak omfatter den aktuelle forekomst. Dersom det er SDØE-deltakelse i en eller begge de berørte utvinningstillatelser, vil en slik overdragelse kreve Stortingets aksept.

Denne formen for forenklet samordning anses normalt ønskelig fra departementets side. For å sikre en mer strømlinjeformet behandling av slik forenklet samordning når den også involverer en SDØE-andel, vil departementet be om fullmakt fra Stortinget til å godkjenne at Petoro kan delta i en slik forenklet samordning, herunder samtykke i overdragelse av en SDØE-andel i slike tilfelle, jf. forslag til vedtak. I forbindelse med nysalderingen vil det bli gitt en orientering til Stortinget om bruk av denne fullmakten. Eventuelle budsjettmessige virkninger forventes å være av en størrelsesorden som det vil være dekning for innenfor gjeldende bevilgning.

3.7 Samordning

Ved en tradisjonell samordning vil som nevnt utbygging og utvinning av den aktuelle forekomsten skje på basis av en avtale mellom de aktuelle rettighetshavere, der forekomsten fordeles mellom de aktuelle interessentskap. Samordningsavtalen er betinget av departementets godkjenning.

3.7.1 Utbygging av en ny forekomst innenfor et samordnet område

Når et felt foreslås utbygget, skal den enkelte rettighetshaver meddele operatøren om han tiltrer den vedtatte Plan for utbygging og drift (PUD). En tiltredelse skjer med endelig virkning. Dette gjelder likevel ikke for Petoros tiltredelse, som skal skje med forbehold om departementets etterfølgende godkjenning. Slik godkjenning gis normalt samtidig med departementets godkjenning av en PUD. Spørsmålet om statens deltakelse i store utbygginger forelegges for Stortinget, som også bevilger de nødvendige midler til dekning av utbyggingkostnadene for SDØE-andelen. Er prosjektet av mindre økonomisk omfang, forelegges saken for Kongen i statsråd i samsvar med fullmakt gitt av Stortinget.

Erfaring viser at det også kan bli aktuelt å bygge ut andre petroleumsforekomster innenfor det

området samordningsavtalen gjelder. En slik utbygging vil formelt kreve en ny eller endret PUD. Behandlingen av en slik PUD er i utgangspunktet som beskrevet ovenfor, nemlig at Petoro tiltrer en vedtatt PUD med forbehold om departementets etterfølgende godkjenning. Skulle departementet ikke godkjenne Petoros tiltredelse til en foreslått PUD i et slikt tilfelle, vil de øvrige rettighetshavere kunne bygge ut forekomsten uten SDØE-deltakelse. SDØE-andelen i denne forekomsten vil da bli fordelt forholdsmessig på de rettighetshavere som deltar i utbyggingen.

Ved utbygging av en ny forekomst innenfor et samordnet område, vil imidlertid manglende deltakelse fra en eller flere rettighetshavere medføre at deltakerandelens størrelse blir forskjellige innenfor samme område. Dette vil innebære kompliserte beregninger om fordeling av kostnader og inntekter innenfor det samordnede området, som det er klart ønskelig å unngå. Departementet søker å redusere den forretningsmessige usikkerheten et slikt tilfelle vil kunne representere for de øvrige rettighetshavere. En vil derfor be om fullmakt fra Stortinget til å kunne godkjenne at Petoro ved undertegning av en ny samordningsavtale, også skal kunne binde seg til en klausul i avtalen som innebærer at Petoro med endelig virkning kan delta i en ny eller endret PUD for så vidt gjelder utbygging av en ny forekomst innenfor det samordnede området, jf. forslag til vedtak. I forbindelse med nysalderingen vil det bli gitt en orientering til Stortinget om bruk av denne fullmakten. Bevilgningsmessig virkning av bruk av fullmakten vil bli innarbeidet i de vanlige budsjettfremleggene.

3.7.2 Overdragelse av deltakerandeler i utvinningstillatelser som omfattes av en samordningsavtale

Før samordning av en forekomst som strekker seg over flere utvinningstillatelser, kan rettighetshaverne sørge for å harmonisere deltakerandelene i disse tillatelsene. Dette skjer ved at man overdrar mindre andeler i den/de aktuelle tillatelse(r) til andre rettighetshavere i de tillatelsene som skal samordnes, slik at alle rettighetshavere har like deltakerandeler i alle aktuelle utvinningstillatelser før samordning skjer. Dette vil forenkle samordningsprosessen vesentlig.

For å opprettholde det harmoniserte eierforholdet i det samordnede området, vil rettighetshaver-

ne normalt ønske å innta en klausul i samordningsavtalen om at overdragelse av en deltakerandel i en av tillatelsene som omfattes av samordningsavtalen, skal være betinget av en samtidig overdragelse av en tilsvarende deltakerandel i samtlige av de øvrige underliggende utvinningstillatelser.

En overdragelse av SDØE-andeler krever som nevnt Stortingets aksept. Normalt vil departementet forelegge spørsmålet for Stortinget for vurdering på det tidspunkt overdragelsen er aktuell. En klausul som nevnt vil imidlertid innebære at rettighetshaverne ved undertegning av samordningsavtalen, binder seg til eventuelt å overdra en lik andel i alle utvinningstillatelser som er omfattet av avtalen, dersom de skulle ønske å gjennomføre en overdragelse i fremtiden. Petoro vil således ikke kunne undertegne en samordningsavtale som innebærer en slik forhåndsaksept av en mulig senere overdragelse, uten Stortingets aksept.

Departementet ser positivt på at rettighetshaverne på norsk kontinentalsokkel gjennomfører en slik harmonisering av deltakerandeler i utvinningstillatelser som skal samordnes. Dette må anses klart ressursbesparende. Departementet ser det derfor også som ønskelig at det der det er aktuelt, inntas slike klausuler som beskrevet i nye samordningsavtaler. Olje- og energidepartementet vil på denne bakgrunn be om fullmakt fra Stortinget til å kunne godkjenne nye samordningsavtaler der Petoro er part, og som inneholder klausuler som nevnt, jf. forslag til vedtak. Dette vil innebære en forhåndsaksept av at en eventuell fremtidig overdragelse av SDØE-andeler i et samordnet område skal omfatte en lik deltakerandel i alle underliggende utvinningstillatelser. I forbindelse med nysalderingen vil det bli gitt en orientering til Stortinget om bruk av denne fullmakten. Eventuelle budsjettmessige virkninger forventes å være av en størrelsesorden som det vil være dekning for innenfor gjeldende bevilgning.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

At Deres Majestet godkjenner og skriver under et fremlagt forslag til proposisjon til Stortinget om utbygging og drift av Ormen Lange-feltet og anlegg og drift av Langeled med videre.

Vi HARALD, Norges Konge,

s t a d f e s t e r :

Stortinget blir bedt om å gjøre vedtak om utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled m.v. i samsvar med et fremlagt forslag.

Tilråding fra Olje- og energidepartementet ligger ved.

Forslag

til vedtak om utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled m.v.

I

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet godkjenner plan for utbygging og drift av Ormen Lange og gir tillatelse til anlegg og drift av landanlegget på Nyhamna.

II

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

III

Stortinget samtykker i at Petoro AS, som er rettighetshaver for statens deltakerandel (SDØE), kan delta i utbygging og drift av Ormen Lange og anlegg og drift av Langeled.

IV

Fullmakt til å inngå forpliktelser utover gitte bevilgninger under SDØE

Stortinget samtykker i at Kongen i 2004 kan godkjenne at Petoro AS kan pådra forpliktelser utover gitte bevilgninger under kap. 2440/5440, hvor øvre grense for SDØE sin forholdsmessige andel

for det enkelte prosjekt/fase utgjør 5 mrd. kroner knyttet til deltakelse i:

1. Verdioppgradering av statens gass etter avsetningsinstruksen
2. Pre-interessentskapsfasen ved anlegg av nye rørledninger i tilknytning til norsk kontinental-sokkel
3. Utviklingsprosjekter under Gassled

V

Overdragelse og samordning av andeler i utvinningstillatelser

Stortinget samtykker i at Olje- og energidepartementet i tråd med forutsetningene i proposisjonen kan godkjenne at Petoro AS kan delta i:

1. Overdragelse (salg, kjøp eller bytte) av deltakerandeler i interessentskap hvor en rettighetshaver velger å tre ut av interessentskapet og hvor SDØE berøres av overdragelsen.
 2. Forenklet samordning av utvinningstillatelser med SDØE-andeler.
 3. Ny/endret plan for utbygging og drift av forekomster innenfor et samordnet område med SDØE-deltakelse.
 4. Overdragelse av deltakerandeler for å oppnå fortsatt harmonisering av deltakerandeler i utvinningstillatelser som er samordnet og hvor SDØE berøres av overdragelsen.
-