



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Prop. 80 S

(2017–2018)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet
med status for olje- og gassvirksomheten

Innhold

Del I	Innledning og sammendrag	7	2.3.6	God samhandling med andre brukere av havet	43
1	Innledning og sammendrag	9	Del III	Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet	45
1.1	Innledning	9	3	Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet	47
1.2	Status for petroleumsvirksomheten	9	3.1	Innledning	47
1.3	Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet	10	3.2	Ressurser og produksjon	47
Del II	Status for petroleumsvirksomheten	11	3.3	Utbyggingsløsning	48
2	Status for petroleumsvirksomheten	13	3.4	Investeringer og lønnsomhet	50
2.1	Den globale energisituasjonen	13	3.5	Vesentlige kontraktmessige forpliktelser	51
2.1.1	Økende befolkning og høyere levestandard	13	3.6	Områdevurdering	52
2.1.2	Voksende oljeetterspørsel og høyere oljepris	14	3.7	Nærmere om en mulig omlastningsterminal for råolje	52
2.1.3	Rekordmye norsk gass til Europa	16	3.8	Disponering av innretningen	53
2.1.4	Langsiktig velstandsutvikling og energiomlegging	19	4	Konsekvensutredning for Johan Castberg-feltet	54
2.1.5	Lønnsomme norske ressurser	22	4.1	Innledning	54
2.2	En næring med store fremtidsmuligheter	22	4.2	Utslipp til luft	54
2.2.1	Halvparten av ressursene igjen	23	4.3	Utslipp til sjø	55
2.2.2	Høy verdiskaping og store statlige inntekter	24	4.4	Arealbeslag og fysiske inngrep	56
2.2.3	En teknologinæring med 200 000 arbeidsplasser og store ringvirkninger	25	4.5	Samfunnsmessige konsekvenser	56
2.2.4	Sikker og ren leting, utbygging og drift	26	5	Myndighetenes vurdering av plan for utbygging og drift av Johan Castberg-feltet	58
2.2.5	Eksisterende felt og nye utbygginger	30	5.1	Arbeids- og sosialdepartementets vurdering	58
2.2.6	Leteaktivitet og pågående konsesjonsrunder	34	5.2	Oljedirektoratets vurdering	58
2.2.7	Oljeselskaper som både kan og vil	36	5.3	Olje- og energidepartementets vurdering	61
2.3	Regjeringens petroleumspolitik	37	6	Budsjettmessige konsekvenser for SDØE	64
2.3.1	Fortsatt stabile og forutsigbare rammebetingelser	38	7	Konklusjoner og vilkår	65
2.3.2	Tildele attraktivt leteareal	39	Forslag til vedtak om utbygging og drift av Johan Castberg-feltet	66	
2.3.3	Aktiv innsats innen forskning og utvikling	40	Vedlegg		
2.3.4	Ren, energieffektiv og lønnsom produksjon	42	1	Høring av konsekvensutredning for Johan Castberg-feltet	67
2.3.5	En effektiv og konkurransedyktig petroleumsnæring	42			



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

Prop. 80 S

(2017–2018)

Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak)

Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet med status for olje- og gassvirksomheten

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet 10. april 2018,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Solberg)*

Del I
Innledning og sammendrag

1 Innledning og sammendrag

1.1 Innledning

Departementet mottok 5. desember 2017 søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift (PUD) av Johan Castberg-feltet. Utbyggingen foreligger Stortinget gjennom denne proposisjonen.

Petroleumsnæringen har de siste årene vært gjennom en nødvendig omstillingsprosess. Deler av næringen har det fortsatt tøft på grunn av overkapasitet. Et løft i effektivisering og nyskaping var påkrevd etter oljeprisfallet i 2014. Sett i lys av dette, gis det i proposisjonen også en status for utviklingstrekk i næringen og på norsk sokkel, samt omtale av regjeringsplattformen. Proposisjonens del 1 inneholder et sammendrag av proposisjonen. Del 2 gir status for petroleumsvirksomheten, mens planen for utbygging av Castberg-feltet behandles i del 3.

1.2 Status for petroleumsvirksomheten

Petroleumsvirksomheten er vår største næring når det gjelder ringvirkninger, verdiskaping og inntekter til staten. Petroleumsressursene er det norske folks eiendom. Petroleumsskattesystemet og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) sikrer at en stor andel av den ekstraordinære avkastningen fra petroleumsutvinningen tilfaller fellesskapet. I 2017 bidro olje og gass med 168 mrd. kroner til statskassen, eller over 30 000 kroner per innbygger. Om lag syv pst. av samlet sysselsetting, eller i underkant av 200 000 personer, var tilknyttet petroleumsnæringen i 2016.

Ressursregnskapet indikerer at om lag halvparten av de totale petroleumsressursene på norsk sokkel er produsert. Av de gjenværende ressursene er nærmere 44 pst. anslått å ligge i eksisterende felt, drøyt ni pst. i ikke-besluttede funn, mens om lag 47 pst. gjenstår å finne.

Etterspørselen fra leting, utbygging, drift og nedstengning på norsk sokkel utgjør samlet sett et marked på over 200 mrd. kroner per år. Dette er et marked der norskbaserte leverandører har vært konkurransedyktige og derfor har vunnet

mange oppdrag. Siden 2000-tallet har norsk leverandørindustri også gradvis økt sin aktivitet i utenlandske markeder, og flere norske bedrifter har opparbeidet betydelige markedsposisjoner internasjonalt. I 2016 kom om lag 35 prosent av omsetningen fra internasjonal virksomhet. Leverandører som helt eller delvis leverer til petroleumsvirksomheten består av over 1 100 selskaper over hele landet. Denne etterspørselen fra aktiviteten på sokkelen gir følgelig store ringvirkninger på fastlandet. Ressursinnsatsen i utforskning og utvinning av petroleum gir positive læringseffekter ikke bare mellom leverandørbedrifter, men også mellom bedrifter i petroleumsnæringen og andre deler av økonomien.

Over tid har HMS-nivået i petroleumsvirksomheten utviklet seg i en positiv retning, og myndighetene og partene i næringen er enige om at sikkerhetsnivået i næringen i Norge er høyt. Hensynet til det ytre miljø og andre næringer har fra starten vært en integrert del av forvaltningen av aktiviteten på sokkelen. Dette gjelder i alle faser av virksomheten – fra åpning av nye områder, via tildelinger av utvinningstillatelser og til gjennomføring av leting, utbygging, drift og avslutningen av et felt.

Ved årsskiftet 2017/2018 var det 85 produserende felt på norsk sokkel, 66 i Nordsjøen, 17 i Norskehavet og to i Barentshavet. Dette er lønnsomme felt som bidrar med inntekter både til selskapene og til staten. Produksjonen er robust også mot perioder med relativt sett lave priser på olje og gass. Aktivitetsnivået på norsk sokkel er høyt både i absolutte tall og i historisk perspektiv. Ressurstilveksten fra nye funn har de siste årene vært lav. Dersom det ikke blir gjort nye, større funn vil dette medføre redusert investeringsaktivitet på mellomlang sikt. Det er god interesse fra næringen for videre utforskning av norsk sokkel.

I 2017 ble det fattet investeringsbeslutning og sendt inn plan for utbygging og drift for ti felt. Disse lønnsomme utbyggingsprosjektene har en samlet investering på over 120 mrd. kroner. De ti utbyggingene er samlet anslått å gi grunnlag for nesten 110 000 årsverk i Norge fordelt over flere år. Det er forventet investeringsbeslutning på

flere nye utbyggingsprosjekter også i 2018 og 2019. De tre største prosjektene som har planlagt investeringsbeslutning i 2018 har alene et samlet investeringsanslag på om lag 70 mrd. kroner.

De siste årene, og særlig etter oljeprisfallet i 2014, er det gjennomført en rekke tiltak i næringen for å øke produktivitet og effektivitet og redusere kostnadsnivået. Tiltakene har gitt resultater og vises både i form av lavere investeringskostnader for nye prosjekter, reduserte kostnader på utvinningsbrønner på felt i drift og i reduserte drifts- og letekostnader. Dette er viktige tiltak for å sikre norsk sokkels konkurransekraft.

Hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. Samtidig skal en stor andel av verdiskapingen tilfalle den norske stat, slik at den kan komme hele samfunnet til gode. Norsk petroleumspolitikkk fungerer godt. Regjeringen vil videreføre en stabil, langsiktig petroleumspolitikkk.

1.3 Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet

Castberg-feltet er det hittil største oljefeltet som er funnet i Barentshavet. Feltet omfatter utbygging av tre funn; Skrugard, Havis og Drivis. Det er operatøren Statoil, på vegne av rettighetshaverne Statoil Petroleum AS, Eni Norge AS og Petoro AS, som har levert utbyggingsplanen.

Feltet har fått navnet etter Johan Castberg, en av de mest innflytelsesrike norske politikerne i første del av 1900-tallet. Castberg er særlig knyttet til konsesjonslovene for vannkraftutbygging av 1909 som blant annet inneholdt hjemfallsretten. Disse lovene er ofte kalt «De Castbergske konsesjonslover». Han var Norges første sosialminister og en av de mest markerte sosialpolitikkerne i de første tiårene av 1900-tallet, og er blant annet kjent for innføringen av de såkalte «Castbergske barnelovene».

Castberg-feltet blir den tredje feltutbyggingen i Barentshavet og ligger om lag 240 km nordvest for Hammerfest. Snøhvit-feltet ligger om lag 100 km sør for og Goliat-feltet om lag 150 km sørøst for Castberg-feltet. Det er således lang avstand både til land og eksisterende oljerelatert infrastruktur. Vanddyppet i området er omtrent 400 meter.

Castberg-feltet planlegges utbygd med et flytende produksjons- og lagerskip og et tilknyttet havbunnsanlegg. Utbyggingsløsningen gir god fleksibilitet til å kunne utvinne ressursene i feltet og til å fase inn eventuelle tilleggsressurser i området. Oljen skal lastes fra produksjonsskipet over til skytteltankere for videre transport.

Forventede utvinnbare oljereserver for Castberg-feltet er beregnet til 88,7 mill. standard kubikkmeter (Sm³), eller 558 mill. fat olje. Planlagt produksjonsstart er 4. kvartal 2022, og forventet produksjonsperiode er 30 år. Totale, forventede investeringer til utbygging av Castberg-feltet beløper seg til 47,2 mrd. 2017-kroner. Utbyggingen har høy forventet lønnsomhet. Forventet nåverdi før skatt med syv pst. realrente er beregnet til 74,2 mrd. 2017-kroner. Utbyggingen er lønnsom ved oljepriser på over 31 US dollar per fat.

Operatøren planlegger å legge driftsorganisasjonen til Harstad og helikopter- og forsyningsbasen til Hammerfest.

Det er gjennomført konsekvensutredning for utbyggingen. Konsekvensutredningen har ikke avdekket forhold som tilsier at prosjektet ikke bør gjennomføres eller at det bør gjennomføres avbøtende tiltak utover de omfattende tiltakene som ligger til grunn for utbyggingsplanen. Olje- og energidepartementet anser utredningsplikten for Castberg-feltet som oppfylt.

I tillegg til inntekter til staten gjennom skatter, avgifter og SDØE-ordningen vil utbyggingen medføre betydelige aktiviteter i forbindelse med utbygging og drift, samt gi inntekter og betydelig sysselsetting i norske bedrifter. Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen er i konsekvensutredningen beregnet til om lag 47 000 årsverk i norske bedrifter, fordelt over perioden 2017–2024. I driftsperioden er nasjonale sysselsettingsvirkninger beregnet til i overkant av 1 700 årsverk i et normalt driftsår.

Utbyggingen av feltet vil gi positive ringvirkninger for Nord-Norge i både utbyggings- og driftsfasen. Samlede regionale sysselsettingsvirkninger i Nord-Norge i utbyggingsfasen er av operatøren beregnet til om lag 1 750 årsverk, hvorav i overkant av 700 årsverk i Nord-Troms og Finnmark. Årlige, regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen er beregnet til om lag 470 årsverk i et normalt driftsår, hvorav 265 årsverk i Nord-Troms og Finnmark.

Basert på operatørens planer og vurderinger gjort av sikkerhetsmyndighetene og Oljedirektoratet fremstår utbyggingen av Castberg-feltet som et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt som kan gjennomføres samtidig som hensyn til helse, arbeidsmiljø, sikkerhet, det ytre miljø og fiskeriinteresser ivaretas. Departementet mener derfor at utbyggingsplanen for Castberg-feltet kan godkjennes med de vilkår som fremgår av denne proposisjon. Vilkårene er blant annet knyttet til å legge til rette for god ressursforvaltning.

Del II
Status for petroleumsvirksomheten

2 Status for petroleumsvirksomheten

2.1 Den globale energisituasjonen

Verdens befolkning øker og behovet for velstandsøkning er stort. Det krever tilgang til mer energi. Fortsatt er det omfattende bruk av tradisjonelle energiformer i mange land med tilhørende store negative konsekvenser for helse og velstand. Innsatsen for å nå de globale klimamålene må intensiveres. FNs bærekraftsmål speiler helheten i utfordringene verden står overfor på disse områdene.

Verdens etterspørsel etter olje og gass har økt de siste årene. Det kreves store, nye investeringer i produksjonskapasitet globalt bare for å dekke fallet i produksjon fra eksisterende felt. Olje fra norsk sokkel dekker i underkant av to pst. av verdens olje- etterspørsel, men gir store inntekter og medfører titusener av arbeidsplasser i Norge. Gassproduksjonen fra norsk sokkel er høyere enn noen gang, og bidrar til sikker og renere energiforsyning hos våre handelspartnere i Europa. Gjennom en fortsatt aktiv petroleumpolitikk vil regjeringen legge til rette for lønnsom produksjon av olje- og gassressursene i et langsiktig perspektiv. Dette vil bidra til god ressursforvaltning, langsiktig verdiskaping, fortsatt gode velferdsordninger og høy sysselsetting. Gjennom å lykkes med dette vil dagens eksportnivå av gass til Europa kunne opprettholdes på et høyt nivå over tid. Dette vil også bidra til at den langsiktige nedgangen i Norges andel av det globale oljemarkedet skjer mer gradvis.

2.1.1 Økende befolkning og høyere levestandard

Det blir stadig flere mennesker i verden. Verdens befolkning har vokst med om lag 1 mrd. mennesker fra 2004 til 2016. Siden 1967 er økningen om lag fire mrd., en gjennomsnittlig nettoøkning på om lag 220 000 mennesker pr. dag. På knapt fire uker øker befolkningen i verden tilsvarende antallet nordmenn og i løpet av ett år tilsvarende Tysklands befolkning.

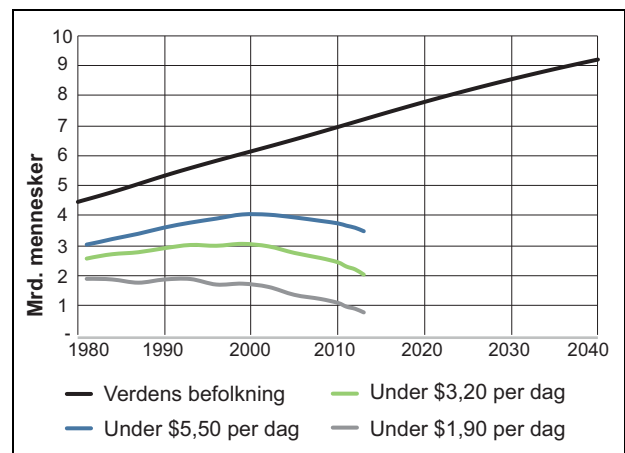
De siste tiårene har det skjedd en positiv velferdsøkning globalt. Antallet mennesker som lever i dypeste fattigdom er redusert, jf. figur 2.1. Antal-

let innbyggere i middelklassen har økt i alle verdensdeler, men klart sterkest i Asia, der det har økt med godt over én mrd. mennesker siden 1990.

Økt tilgang på energi har vært avgjørende for denne utviklingen. Gjennomsnittlig energiforbruk i verden har økt fra i overkant av tre kg oljeekvivalenter (o.e.) per innbygger daglig i 1965 til i overkant av fem kg i 2015. Siden år 2000 har gjennomsnittlig energiforbruk per innbygger økt med nærmere 20 pst. Økningen i energietterspørselen har vært sterkest i de fremvoksende økonomiene. Uten økt tilgang til energi ville denne globale velferdsøkningen og positive sosiale utviklingen funnet sted.

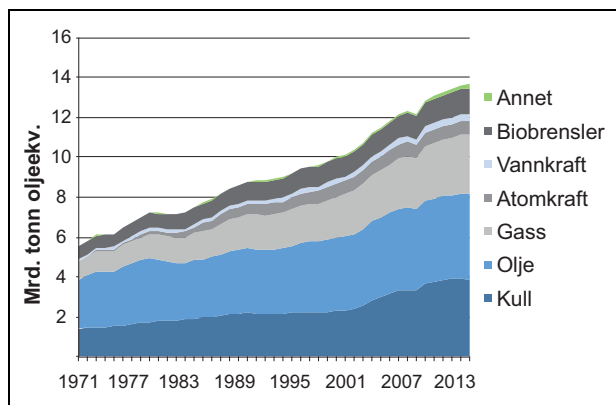
Det er fortsatt store forskjeller mellom rike og fattige regioner når det gjelder energibruk, og energifattigdom er fortsatt utbredt. Om lag én mrd. mennesker lever uten tilgang til elektrisitet, mens om lag 2,5 mrd. mennesker bruker forurensende biomasse til matlaging. Dette utgjør en viktig global utfordring som må løses. Et av FNs bærekraftsmål er å sikre tilgang til pålitelig, bærekraftig og moderne energi til en overkommelig pris for alle.

Kina har siden årtusenskiftet opplevd en enorm velstandsøkning som har globale effekter.



Figur 2.1 Verdens befolkning og antall fattige (US dollar, faste priser og kjøpekraftsparitet (2011), 1980–2040)

Kilde: FN, Verdensbanken



Figur 2.2 Vekst i energiforbruk og fordelt på energibærere over tid

Kilde: IEA Key World Statistics 2017

Landets bruttonasjonalprodukt har seksdoblet seg til å bli verdens største målt i kjøpekraft, og energibruken har tredoblet seg. I 2016 stod Kina for nærmere en fjerdedel av verdens totale energibruk, 40 pst. mer enn det nest største landet som er USA. Samtidig er det gjennomsnittlige velstands nivået i Kina i dag fortsatt lavt sammenlignet med i OECD-landene, og energiforbruket per innbygger er om lag halvparten av snittet i OECD.

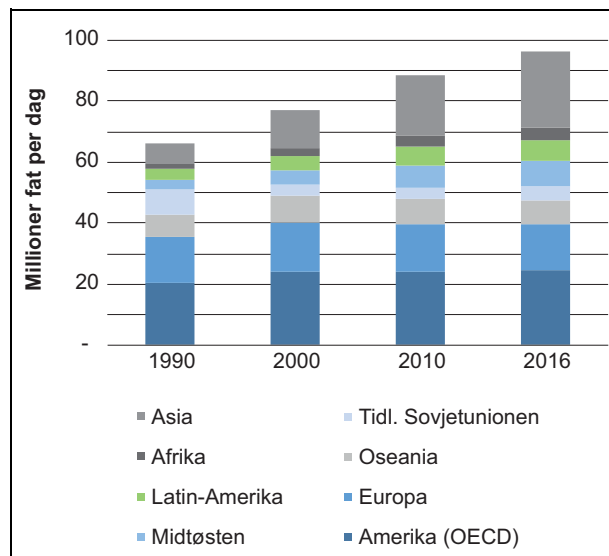
Total energibruk har globalt økt med nærmere 40 pst. siden årtusenskiftet, jf. figur 2.2. Kullforbruket har i perioden økt med nesten to tredeler, men har flatet ut de siste årene. Olje og gass dekker i dag 54 pst. av energietterspørselen, og bruken har økt med henholdsvis 24 og 44 pst. siden år 2000. Fornybar energi fra sol og vind har økt kraftig de siste årene, men fra et lavt nivå.

Globale CO₂-utslipp har økt siden årtusenskiftet, særlig som følge av den sterke økningen i bruk av kull. Utslippene har i perioden 2000 til 2015 økt med om lag 40 pst. Over 60 pst. av denne utslippsveksten, 5 500 mill. tonn CO₂ eller om lag 100 ganger de årlige norske utslippene, stammer fra økt kullbruk. I perioden 2014–2016 har utslippene flatet ut.

I de seneste årene har sammenhengen mellom økonomisk vekst og energibruk vært svakere. Dette skyldes blant annet mer effektiv bruk av energi, samtidig som global økonomisk vekst i større grad kommer av aktivitet med lavere energiintensitet.

2.1.2 Voksende oljeetterspørsel og høyere oljepris

Den globale etterspørselen etter olje har økt over tid, jf. figur 2.3. I perioden 2006–2016 vokste etter-



Figur 2.3 Utviklingen i verdens oljeforbruk fordelt på region siden 1990

Kilde: IEA

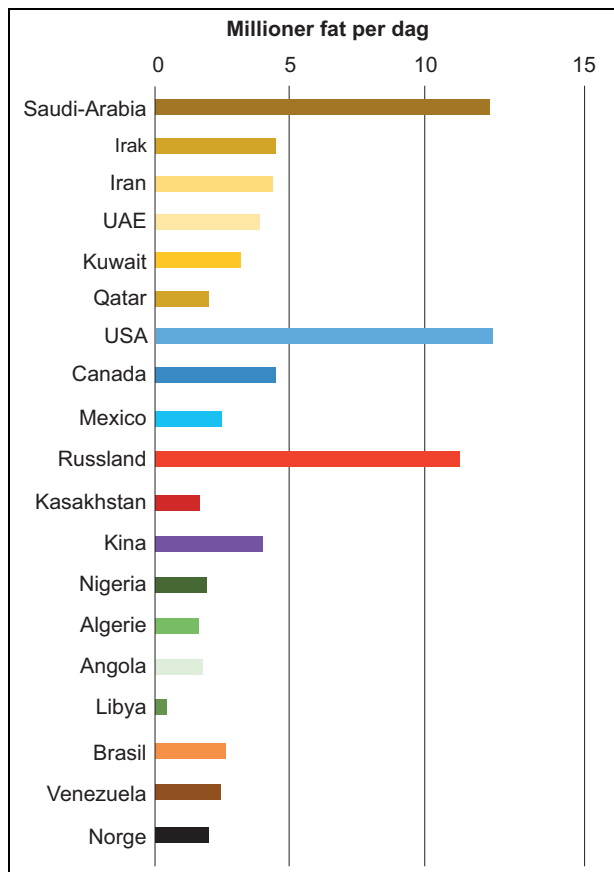
spørselen med om lag 11 mill. fat per dag, eller om lag seks ganger årlig norsk produksjon. De siste årene har etterspørselsveksten vært sterkere enn årene før. I 2015, 2016 og 2017 økte etterspørselen med hhv. 1,9, 1,3 og 1,6 mill. fat per dag. Veksten i 2018 forventes også å bli sterk.

Det er tre store oljeproduiserende land globalt: Russland, Saudi Arabia og USA, jf. figur 2.4. I tillegg er det flere mellomstore og en rekke mindre produsentland, inklusive Norge.

Oljeproduksjonen på norsk sokkel har falt med 42 pst. siden toppåret 2001, og norsk oljeproduksjon utgjør nå om lag 2,1 pst. av verdens oljeproduksjon. Denne andelen er i en langsiktig, nedadgående trend, jf. figur 2.5, men kan øke kortsiktig når nye store felt, som Sverdrup-feltet, kommer i produksjon.

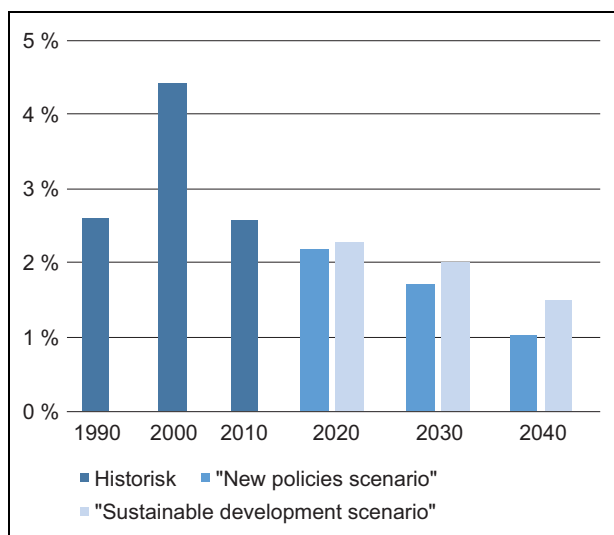
Et viktig utviklingstrekk i oljemarkedet det siste tiåret er veksten av oljeproduksjon direkte fra kildebergartene. Økt tilbud av olje særlig fra skiferoljeproduksjon i USA, men også fra oljesand i Canada, var en hovedårsak til at det oppsto tilbudsoverskudd i oljemarkedet og bidro til oljeprisfallet i 2014.

Oljemarkedet er på vei ut av perioden med tilbudsoverskudd. Fallet i oljeprisen i 2014 bidro til økt etterspørselsvekst etter olje, svakere utvikling i produksjon av skiferolje og et generelt kutt i investeringsnivået i næringen. Skiferoljeproduksjonen i USA er den delen av den globale produksjonen som reagerer raskest på oljeprisendringer. I tillegg inngikk Organisasjonen for oljeeksporte-



Figur 2.4 Oljeproduksjon fra utvalgte land (2016)

Kilde: IEA



Figur 2.5 Norsk oljeproduksjon som andel av verdens oljeproduksjon over tid

Kilde: Oljedirektoratet og IEA

rende land (OPEC) og ti andre land høsten 2016 en avtale om å begrense sin oljeproduksjon.

I 2017 var veksten i oljeetterspørselen betydelig. Samtidig var det begrenset vekst i oljeproduk-

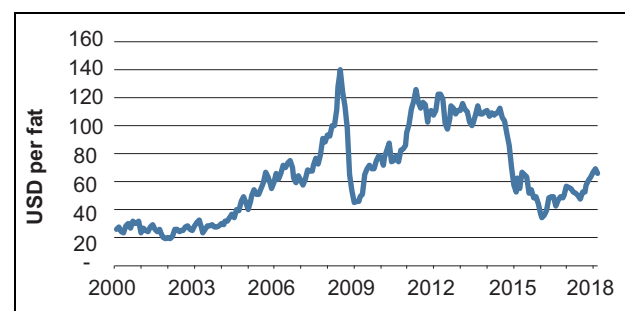
sjonen, og kuttavtalen mellom OPEC og ti andre land har i stor grad blitt overholdt. Dette har gitt en bedre balanse i oljemarkedet, og er en viktig grunn til at oljeprisen steg betraktelig i løpet av 2017, jf. figur 2.6.

Fundamentale forhold tyder på at det blir en skjør balanse mellom tilbud og etterspørsel av olje i 2018 og 2019. Det forventes robust etterspørselsvekst, mens tilbudssiden er preget av større usikkerhet. Det er usikkerhet rundt kuttavtalen, omkring videre produksjonsøkning fra skiferolje, samt risiko for produksjonsbortfall fra oljeproduserende land som Libya, Nigeria og Venezuela.

På mellomlang sikt kan det oppstå et tilbudsunderskudd som følge av reduksjonen i oljeselskapenes investeringer i nye prosjekter etter oljeprisfallet i 2014. Effekten av dette er at færre nye felt starter opp de nærmeste årene.

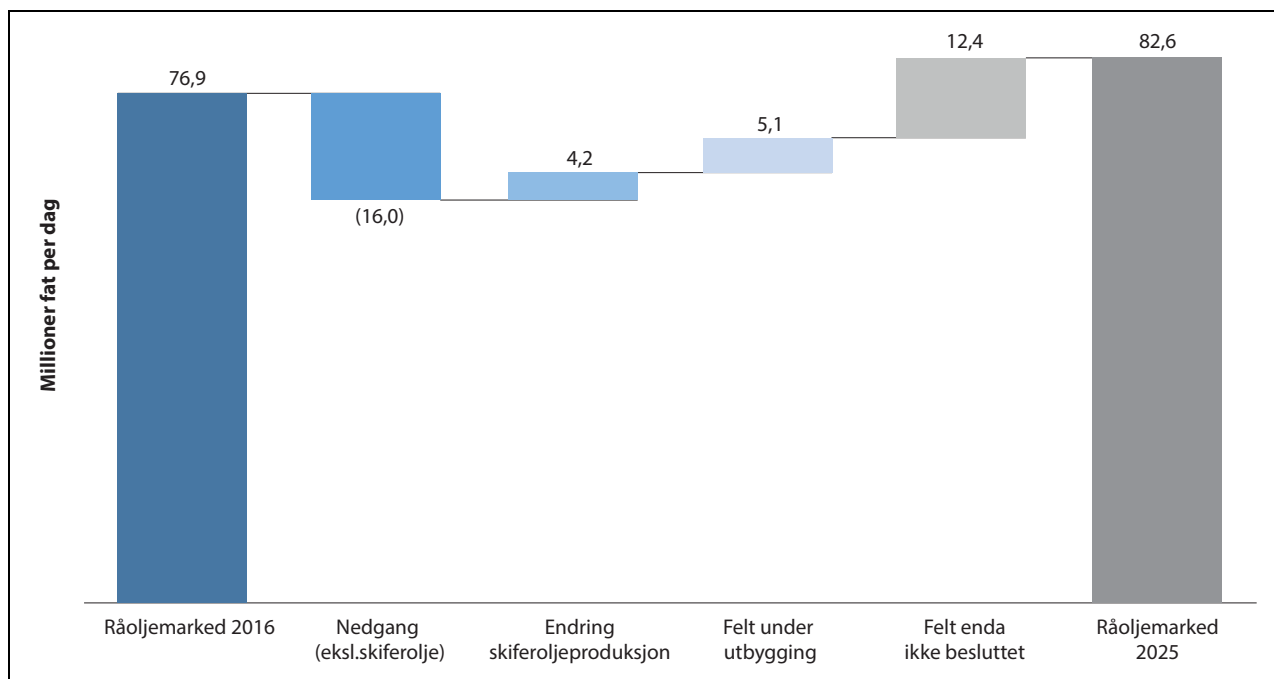
Oljefelt er ikke «fabrikker» som produserer jevnt over tid. En typisk produksjonsprofil fra et felt/prosjekt er avtagende over tid som følge av at reservoarene tømmes som følge av produksjonen. Fallende produksjon fra gjennomførte investeringer i produserende oljefelt skaper derfor behov for investeringer i ytterligere produksjonskapasitet for å opprettholde et gitt produksjonsnivå. Dette gjelder også på norsk sokkel. Stadig nye utbygginger og tiltak for økt utvinning er nødvendig for å begrense fallet i norsk produksjon over tid. Gjennom den aktive petroleumspolitikken regjeringen fører vil det være mulig å begrense fallet i norsk oljeproduksjon også etter 2025.

Behovet for nye investeringer globalt er blant annet illustrert i en analyse fra konsultantselskapet IHS Markit. I analysen anslås det at i 2025 vil det være behov for om lag 22 mill. fat pr. dag oljeproduksjon fra nye felt/tiltak, jf. figur 2.7. Rundt 16 mill. fat trengs for å erstatte forventet fall i produksjonen fra dagens produserende felt, mens om lag 6 mill. vil dekke forventet etterspørselsvekst fram til 2025. De om lag 22 mill. fat per dag forventes



Figur 2.6 Oljeprisutvikling siden år 2000 (Brent, dollar per fat, løpende priser)

Kilder: Intercontinental exchange (ICE)



Figur 2.7 Behov for nye utbygginger globalt frem mot 2025

Kilde: IHS Markit

delvis å komme fra økt produksjon av skiferolje (4,2 mill.) eller andre pågående feltutbygginger (5,1 mill.). Over halvparten av det økte behovet (12,4 mill. fat pr. dag) må derimot dekkes av nye investeringer i form av utbygginger eller tiltak for økt utvinning.

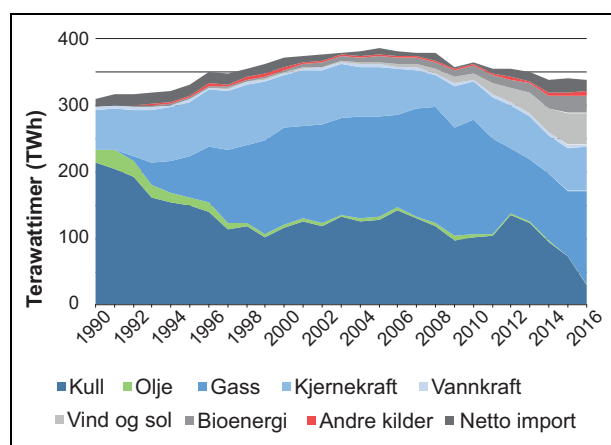
2.1.3 Rekordmye norsk gass til Europa

Naturgass er en energikilde med en rekke gode egenskaper og bruksområder. Gass brukes til oppvarming, som råstoff og energikilde i industrielle prosesser, som drivstoff i transport og til elektrisitetsproduksjon. Gass er en rimelig og effektiv måte å dekke energibehovet på og dermed bidra til velstandsutvikling i ulike land. Gass har lavt karboninnhold sammenliknet med kull og gir derfor reduserte klimagassutslipp når det erstatter kull. Bytte fra kull til gass gir også bedre lokal luftkvalitet. Lokal luftforurensning er et alvorlig problem i mange storbyer. Gass er en fleksibel og tilgjengelig energikilde som er velegnet også som back-up for variabel, fornybar energiproduksjon.

Gass står for 20–25 pst. av primært energiforbruk i verden og i Europa, og kan bidra til en mer bærekraftig energiutvikling på tre måter: gjennom å gi rimelig og stabil tilgang til energi, gjennom å fortrenge bruk av kull og gjennom å støtte opp under fornybar energiproduksjon. Gassens kvaliteter og fleksibilitet som energikilde og råstoff gjør at den vil ha en sentral rolle i det globale ener-

gisystemet fremover. Et kommersielt gjennombrudd for CO₂-håndtering vil kunne bidra til å frikoble brenning av gass og utslipp av CO₂.

Norsk gasseksport gjør det enklere for aktører i Europa å fatte beslutninger om å fase ut kull i kraftforsyningen. Storbritannia, som dekker 40 pst. av sitt gassforbruk med import fra Norge, har redusert kullbasert kraftproduksjon med mer enn 60 pst. siden 2015, jf figur 2.8. For en stor del er det gasskraft som har erstattet kull, noe som i 2016 alene reduserte CO₂-utslippene i Storbritannia tilsvarende halvparten av Norges CO₂-utslipp.



Figur 2.8 Den britiske strømforsyningen fordelt på energikilde

Kilde: UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy

Norsk gass vil få økende betydning når britisk kullkraft fases ut og vil spille en viktig rolle for fleksibiliteten i det britiske energisystemet.

I USA har samlet gassproduksjon økt kraftig siden produksjonen av skifergass for alvor skjøt fart i 2008. Den økende tilgangen på rimelig gass har medført et fall i bruken av kull til elektrisitetsproduksjon og har bidratt til store reduksjoner i CO₂-utslippene, jf. figur 2.9. Totale amerikanske utslipp av CO₂ var i 2016 på om lag 5 200 mill. tonn, det laveste nivå på 26 år, samtidig som BNP i disse årene økte med over 80 pst.

Norsk gasseksport gjør at Europa importerer mindre LNG. Derigjennom frigjøres LNG på verdensmarkedet som kan brukes til å erstatte kull eksempelvis i Kina. Kina har innført begrensninger på bruk av kull i deler av landet for å redusere lokal luftforurensning som er svært høy i mange store byer. Det har skapt et stort behov for gass, og bidro til at Kina økte LNG-importen med nesten 50 pst. i 2017.

De siste årene har gassmarkedet blitt stadig mer globalt. Veksten i gasstransport på skip i form av flytende naturgass (LNG) har i løpet av det siste tiåret knyttet verdens gassmarkeder tettere sammen. Frem til i dag har det vært store regionale forskjeller i gassmarkedene, men med utvikling av mer LNG vil prisene på gass ulike steder i verden kunne ligge tettere enn tidligere. Mer fleksible salgskontrakter og reduserte flaskehals, blant annet utvidelsen av Panama-kanalen, understøtter en slik utvikling.

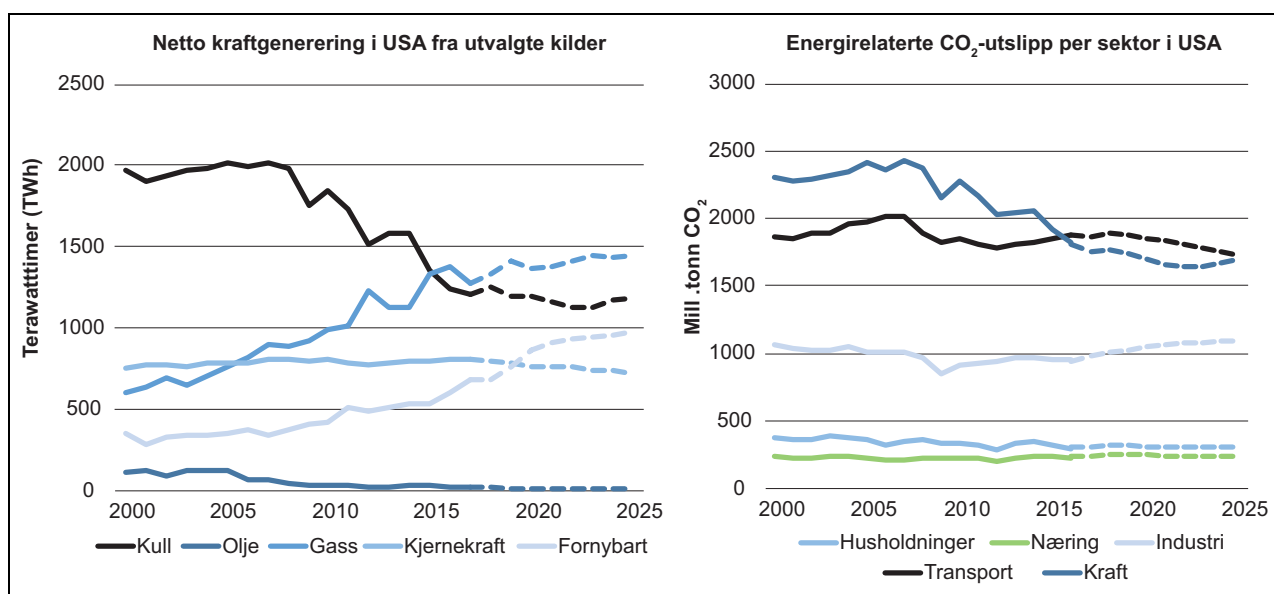
Produksjon av LNG globalt ligger an til å øke betydelig fremover, jf. figur 2.10. Tall fra BP og

andre indikerer at den globale produksjonskapasiteten kan øke med om lag 150 mrd. standardkubikkmeter (Sm³) de neste 4 årene, tilsvarende en økning på 30 pst. Etterspørselen etter LNG utenfor Europa, særlig Asia, øker sterkt. Antallet land som importerer LNG øker også. Også importen av LNG til Europa forventes å øke frem mot 2020.

Utviklingen i LNG-produksjonen på litt lengre sikt er mer usikker. Relativt lave gasspriser de siste årene har ført til et fall i investeringene i nye LNG-eksportanlegg og utbygging av gassfelt globalt. Utover i 2020-årene må ny produksjonskapasitet bygges opp for å erstatte fall fra eksisterende produksjon og dekke forventet vekst i etterspørselen. For at investeringer i ny LNG-kapasitet skal bli lønnsomme kreves det et høyere langsiktig prisnivå enn det som har vært de siste to til tre årene.

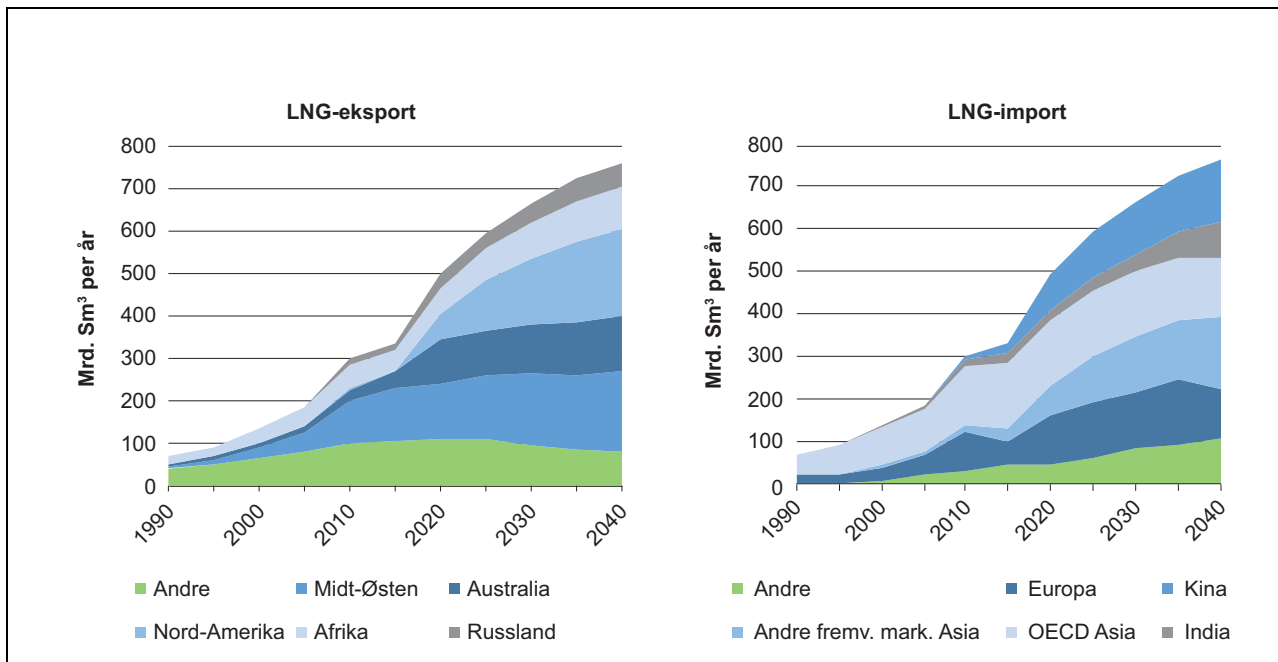
Europa er det desidert viktigste markedet for gass fra norsk sokkel. Om lag 95 pst. av norsk gass sendes i rørledninger til Europa. Rørtransportert gass er meget konkurransedyktig sammenlignet med LNG i Europa, ettersom prosessen med å kjøle ned gass til flytende LNG er kostnadskrevene og det er betydelige kostnader knyttet til skipstransport.

Etterspørselen etter gass har økt i Europa de siste tre årene etter en etterspørselsnedgang mellom 2010 og 2014, jf. figur 2.11. Veksten fra 2014 er hovedsakelig knyttet til økt gassforbruk i kraftsektoren, der gass har styrket sin konkurransekraft, spesielt overfor kull. Gassetterspørselen i Europa forventes å være relativt stabil på kort og mellomlang sikt. I Europa brukes gassen til opp-



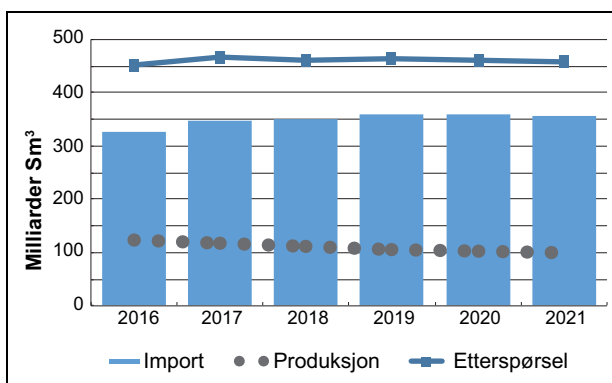
Figur 2.9 Strømforsyningen fordelt på energikilde, samt utviklingen i energirelaterte CO₂-utslipp i USA

Kilde: U.S. Energy Information Administration (EIA)



Figur 2.10 Utviklingen i global LNG-eksport og -import over tid

Kilde: BP Energy Outlook 2017



Figur 2.11 Utviklingen i importbehovet for gass i Europa

Kilde: IHS Markit

varming og annen direkte bruk i boliger og næringsbygg, som innsatsfaktor i petrokjemi og andre industrielle prosesser, til produksjon av elektrisitet og til en viss grad i transportsektoren.

Europas gassforsyning kommer i hovedsak fra tre kilder: EUs egenproduksjon av gass, import av gass gjennom rørledninger fra Russland, Norge og Nord-Afrika og import av LNG. Det forventes at Europa vil ha økende behov for import av gass i årene fremover selv i en situasjon der etterspørselen ikke øker. Det skyldes at EUs egenproduksjon, som har vært i jevn tilbakegang de siste årene, er forventet å falle ytterligere. Dette skyldes både at eksisterende felt tømmes ut og at pro-

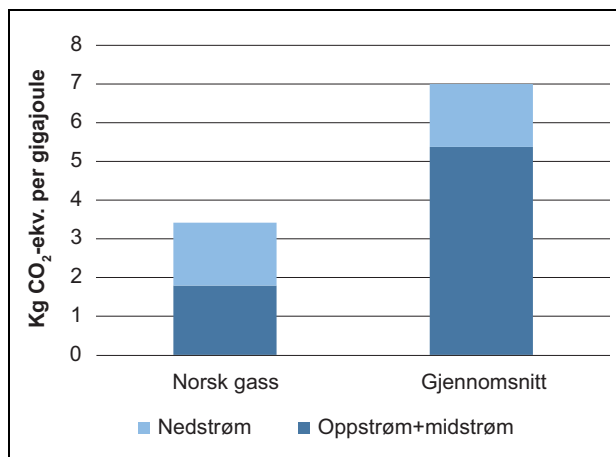
duksjonen fra det store Groeningen-feltet i Nederland er redusert av nederlandske myndigheter.

Den største leverandøren av gass til Europa er Russland. Gass fra Russland dekker drøyt 30 pst. av etterspørselen. I kraft av sine store gassreserver, stor ledig produksjons- og transportkapasitet og lave leveransekostnader, vil Russland fremover spille en nøkkelrolle i det europeiske gassmarkedet, slik de har gjort de siste tiårene.

Norge er den nest største leverandøren av gass i det europeiske markedet. Norsk gass dekker i dag rundt en fjerdedel av gassforbruket i Europa. Norge er en stabil, sikker og langsiktig gassleverandør, med et forutsigbart og transparent forvaltningssystem. Norsk gass er viktig for energiforsyningen, energisikkerheten og energiomleggingen i Europa.

Røreksporten fra Nord-Afrika til Sør-Europa er forventet å holde seg relativt stabil fremover og dekker i dag rundt ti pst. av det europeiske gassforbruket. I 2016 ble rundt ti pst. av etterspørselen i Europa dekket av LNG transportert på skip.

Norsk gasseksport har lavere klimagassavtrykk enn annen gass til Europa, jf. figur 2.12. Dette som følge av en effektiv oppstrømsvirksomhet og et transportsystem med lave utslipp. Høye priser på klimagassutslipp for virksomheten på norsk sokkel gir sterke incentiver til utslippsreducerende tiltak. Utslippene av metan fra produksjon og transport av petroleum er svært lave på norsk sokkel.



Figur 2.12 Klimagassavtrykk for norsk gass vs. gjennomsnitt for all gass. Leveransepunkt Tyskland/EU sentral

Kilde: Statoil, Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA)

Etter 40 år med norsk gasseksport ble det i 2017 satt ny eksportrekord fra norsk sokkel. Om lag 122 mrd. standardkubikkmeter gass (Sm³), til en verdi av om lag 200 mrd. kroner, ble eksportert, i hovedsak til andre land i Europa. De største brukerlandene av norsk gass er Storbritannia, Tyskland og Frankrike. Den største økningen i eksport av rørgass var til Storbritannia som økte med totalt 12 pst. i 2017. Totalt økte røreksporten med åtte pst. i forhold til 2016. Det ble i 2017 også satt leveranserekord for en enkeltdag med 376 mill. Sm³. Verdien av gassen som ble solgt denne ene dagen utgjorde om lag 750 mill. kroner.

Rundt 95 pst. av gasseksporten, eller 117 mrd. Sm³, ble transportert til markedet gjennom verdens største og mest avanserte offshore rørledningsnettverk. Rørene på norsk sokkel har en samlet lengde på om lag 8 800 km, og knytter sammen rundt 65 produksjonsfelt på norsk sokkel med tre prosessanlegg på fastlandet (Kårstø, Kollsnes og Nyhamna) og seks mottaksterminaler i utlandet (i Storbritannia, Tyskland, Belgia og Frankrike). I tillegg ble om lag 5,5 mrd. Sm³ gass i 2017 eksportert som LNG. Energiinnholdet i LNG-eksporten fra Melkøya tilsvarer alene om lag halvparten av Norges elektrisitetsproduksjon.

Norsk gassproduksjon ventes å holde seg på om lag dagens nivå de neste årene. Siden gasseksporten startet på 70-tallet er drøyt en tredel av forventede utvinnbare ressurser produsert. Eksporten har økt særlig kraftig siden 90-tallet og er nå på et platånivå som ambisjonen er å holde over tid.

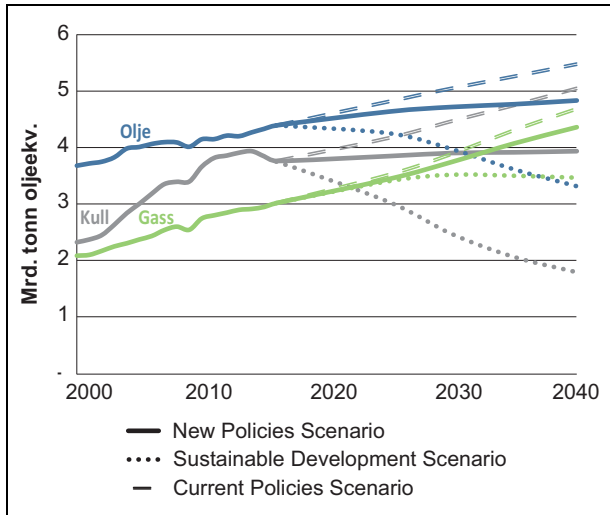
2.1.4 Langsiktig velstandsutvikling og energiomlegging

Verdens befolkning vil fortsette å øke fremover. I løpet av de neste 40 årene forventes den å øke med 2,5 mrd, som var antallet mennesker i verden i 1950. Denne veksten tilsvarer nesten dagens samlede befolkning i verdens to mest folkerike land; India og Kina. Det forventes fortsatt global økonomisk vekst og en økende middelklasse. Flere mennesker vil løftes ut av fattigdom. Asia generelt, og Kina og India spesielt, vil være viktige drivere for den globale økonomiske veksten og derfor også for utviklingen i energiforbruket de neste tiårene.

Utfordringen for energipolitikken i ulike land fremover vil være å oppnå en fortsatt positiv velstandsutvikling samtidig som forpliktelser i Parisavtalen og andre miljøavtaler overholdes. Viktige mål i energipolitikken er å bidra til å holde kostnadene ved energiforsyningen nede, fremme energieffektivisering, sikre at energi er tilgjengelig for brukerne når de trenger den, unngå lokale miljøproblemer og sørge for at klimagassutslippene fra energibruk reduseres.

De mest autoritative anslagene for verdens fremtidige energiutvikling kommer fra Det internasjonale energibyrået (IEA). De utgir årlig publikasjonen World Energy Outlook (WEO). I WEO presenteres flere ulike scenarier for fremtiden. IEAs hovedscenario er gitt navnet «New Policies Scenario». Dette scenariet legger til grunn de ulike lands iverksatte og planlagte energi- og klimapolitikk, og inkluderer således de konkrete tiltak som de ulike land meldte inn under Parisavtalen i 2015. Parisavtalens ambisjonsmekanisme innebærer at de nasjonale bidragene under Parisavtalen skal opprettholdes eller forsterkes hvert femte år, med første innmelding til FN i 2020.

Olje og gass stod i 2016 for henholdsvis 32 pst. og 22 pst. av globalt energiforbruk. IEA anslår i sitt hovedscenario at verdens energiforbruk vil øke med 27 pst. i perioden 2016–2040. Dette inkluderer betydelig energieffektivisering og en nedgang i oljeforbruket innenfor el-generering, oppvarming og personbiltransport. Samtidig øker tungtransport, fly, maritim transport og petrokjemi bruken av olje. Antallet elbiler i verden vil ifølge IEA øke fra dagens to mill. biler (inkludert plug-in hybridbiler) til 280 mill. i 2040. Samlet gir dette en lavere veksttakt i forbruket av olje enn hva som har vært historisk. Oljeforbruket er anslått til å øke med over 11 mill. fat pr. dag, eller om lag 12 pst. fram mot 2040, jf. figur 2.13.



Figur 2.13 Forbruk av fossile brensel historisk og anslag fremover i tre av IEAs scenarier

Kilde: IEA World Energy Outlook (WEO) 2017

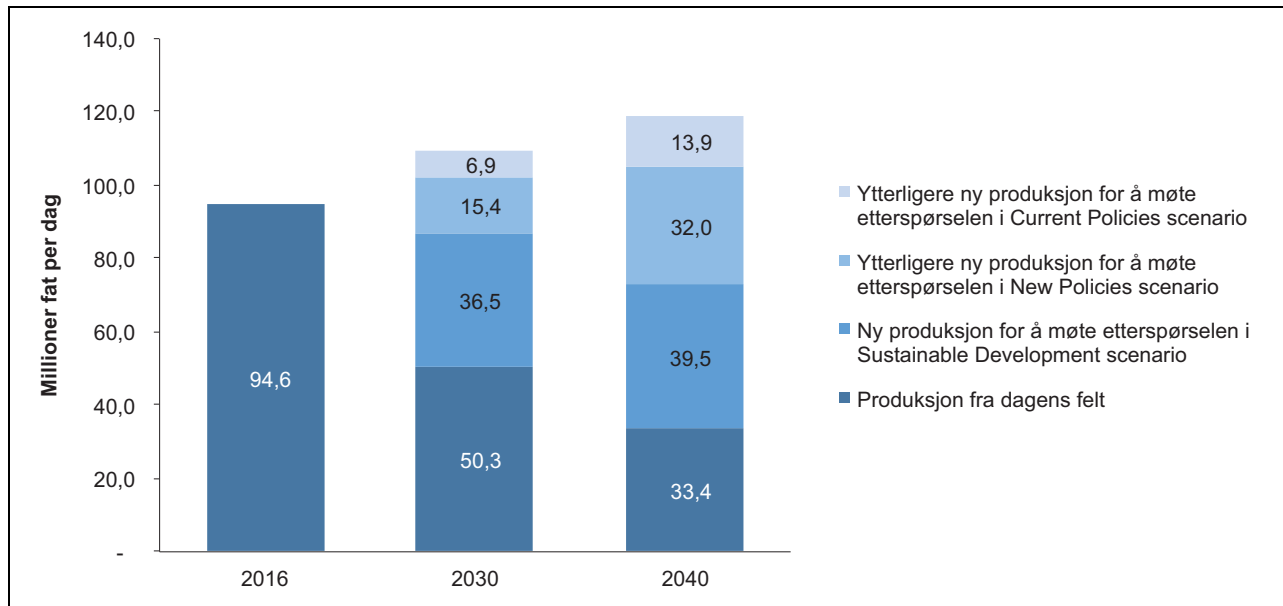
For gass venter IEA at det meste av etterspørselsveksten kommer i fremvoksende økonomier, spesielt i Kina og India. Byrådet venter at gass i økende grad vil erstatte kull for å forbedre luftkvaliteten, spesielt i tett befolkede områder. Innenfor OECD vil veksten i gassetterspørselen skje med et lavere tempo. Veksten i gassbruk de senere årene har vært drevet av den raskt fremvoksende skifergassproduksjonen i USA. Dette har gitt amerikanske kraftprodusenter og amerikansk industri tilgang på store mengder rimelig gass. Gassetterspørselen vil øke i elektrisitetssektoren og innenfor industri og husholdninger. Gassforbruket anslås å øke med 45 pst. fram mot 2040.

I WEO presenteres også et scenario som tar utgangspunkt i videreføring av dagens etablerte politikk i de ulike landene og ikke tar hensyn til politikktiltak som ennå ikke er innført. Med dagens politikk er energietterspørselen anslått til

å øke med 40 pst. i perioden 2016–2040, og etterspørselen etter olje og gass er anslått å øke med henholdsvis 25 og 56 pst.

I publikasjonen presenteres det også et eget scenario for å illustrere hva som må til for at verden skal kunne nå bærekraftmålene om universell tilgang på energi innen 2030, begrensning av klimaendringene i tråd med Parisavtalen og sterk forbedring av luftkvaliteten. Dette krever at de ulike land i verden gjennomfører en helt annen politikk enn i dag. I denne analysen beregnes forbruket av naturgass å flate ut etter 2030, mens oljeetterspørselen er beregnet til å være 25 pst. lavere i 2040 enn i dag. Olje og gass utgjør i dette scenariet 48 pst. av verdens energiforbruk i 2040 (henholdsvis 23,4 og 24,5 pst.). Parisavtalens mål er å holde økningen i den globale gjennomsnittstemperaturen godt under to grader sammenliknet med førindustrielt nivå, og tilstrebe å begrense temperaturøkningen til 1,5 grader. Det er gjort svært få modellberegninger for utviklingsbaner der global oppvarming kan begrenses ned mot 1,5 °C. Som oppfølging av Parisavtalen arbeider FNs klimapanel med en spesialrapport om virkninger og utslippsbaner knyttet til 1,5 graders global oppvarming. Rapporten skal ferdigstilles andre halvår 2018.

Fallet i produksjon fra allerede gjennomførte investeringer i olje- og gassproduksjon akkumuleres over tid. Oljeproduksjonen fra eksisterende investeringer i felt er av IEA anslått til drøyt 50 mill. fat pr. dag i 2030 og 33 mill. fat pr. dag i 2040. Også etter 2025 vil det derfor være behov for en rekke nye oljeutbygginger globalt for å kunne dekke oljeetterspørselen. Med en oljebruk i 2040 som beregnet i «bærekraftsscenarioet», 73 mill. fat per dag, kreves det at ny oljeproduksjon tilsvarende dagens totalproduksjon fra de tre største oljeprodusentene (Russland, Saudi Arabia og USA) må komme til markedet i 2030 og 2040 for å dekke etterspørselen, jf. figur 2.14.



Figur 2.14 Produksjon av olje fra dagens produserende felt i forhold til fremtidig forbruk i IEAs tre scenarier

Kilde: IEA WEO 2017

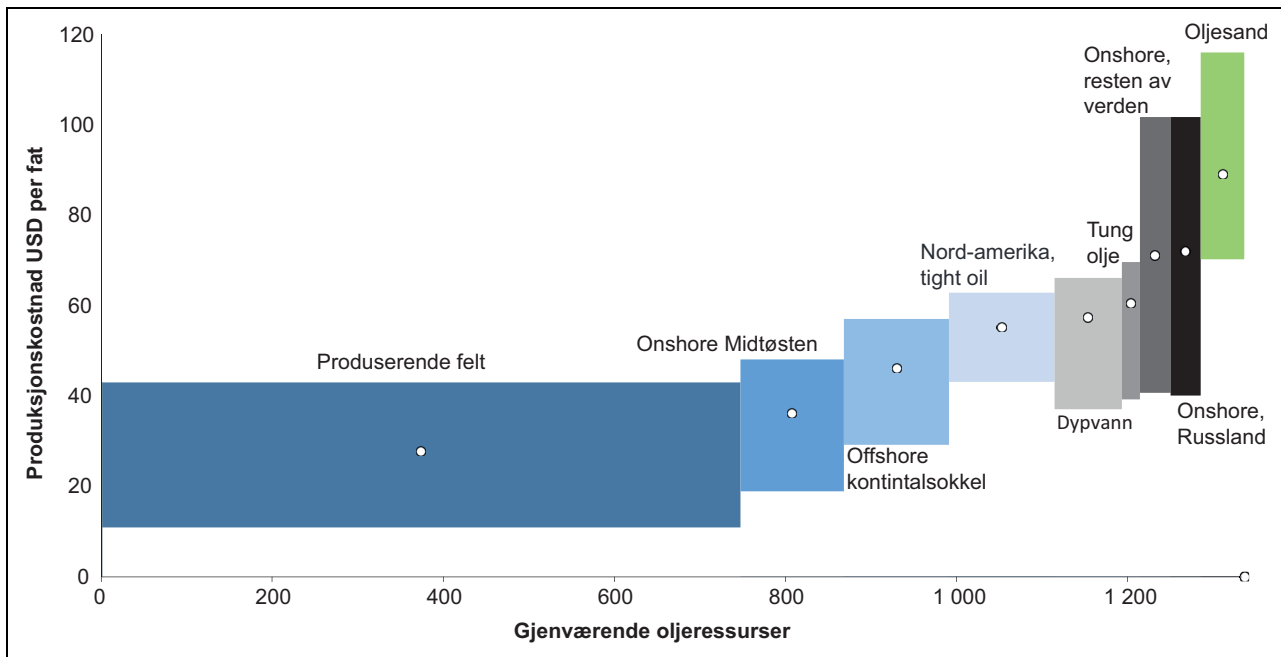
Boks 2.1 Oljebruk – elbiler og innsatsfaktor i industrien

Om lag 50 pst. av verdens oljeforbruk skjer i transportsektoren, og rundt halvparten av dette blir brukt av personbiler. Veksten i antall elbiler vil ha en effekt på det totale oljeforbruket de neste 20 årene. Elbiler utgjør i dag under én pst. av verdens nybilsalg og to promille av verdens totale bilpark. I IEAs hovedscenario anslås antallet elbiler i verden til 280 mill. i 2040, eller 140 ganger antallet i 2016. IEA har anslått at da vil oljeforbruk på 2,5 mill. fat per dag bli erstattet av elbiler innen 2040. Tallet er ikke høyere fordi det i alle scenariene legges til grunn store effektivitetsforbedringer i vanlige forbrenningsmotorer og fordi innfasingen av elbiler tar tid.

Bloomberg New Energy Finance (BNEF), som er blant de mest elbil-optimistiske analysebyråene, anslår at en tredjedel av verdens bilpark vil være elektrisk i 2040 (inkl. plug-in hybrider). Dvs. at det fremdeles vil være over én mrd. biler med vanlig forbrenningsmotor i 2040. Dette er om lag samme antall som i dag. I BNEFs scenario vil elbiler bidra til å redusere oljeetterspørselen med 8 mill. fat per dag i 2040. Samlet oljeetterspørsel i dag er til sammenligning nærmere 100 mill. fat per dag.

Oljeforbruket ellers i transportsektoren (fly, tungtransport, skipstransport etc.) forventes å øke, fordi denne delen av transportsektoren er vanskeligere å elektrifisere og/eller omstille til alternativt drivstoff. Bare innenfor tungtransport vil oljeforbruket, ifølge IEA, øke med 4 mill. fat per dag mellom 2016 og 2040.

I tillegg til dette brukes olje som viktig innsatsfaktor utenfor energisektoren. I 2016 ble om lag 15 pst. av oljen brukt utenfor energisektoren, bl.a. som råstoff i produksjon av petrokjemiske produkter. Karbon- og hydrogenmolekylene er byggeklosser i produksjon av plast, asfalt, møbler, klær, datamaskiner, medisiner med mer. Siden årtusenskiftet har forbruket utenfor energisektoren økt med over 50 pst. IEA anslår at dette forbruket vil øke kraftig også fremover, og at etterspørselen etter olje til bruk utenfor energisektoren øker med syv mill. fat per dag innen 2040 – altså langt mer enn den oljeetterspørselen som erstattes av elbiler i transportsektoren. Dette kommer av at det pr. i dag er få alternativer til petrokjemiske produkter og at det er nær sammenheng mellom økonomisk vekst og økt etterspørsel etter petrokjemiske produkter.



Figur 2.15 Global kostnadskurve

Ressurser i felt og funn. Produksjonskostnad er oppgitt som balansepris, altså den oljeprisen som gir netto nåverdi lik null. Kalkulasjonsrenten som er brukt er 7,5 pst. reelt.

Kilde: Rystad Energy

2.1.5 Lønnsomme norske ressurser

Verdens olje- og gassressurser har ulike kostnader knyttet til leting, utbygging og drift. For at ny produksjon skal utvikles må forventede fremtidige olje- og gasspriser være så høye at de gjør den aktuelle utbyggingen lønnsom. Den dyreste ressursen som bygges ut forventes å gi den avkastning på kapital som kan oppnås i andre sektorer – «marginal lønnsomhet». På lang sikt vil en forvente en oljepris som gjør det lønnsomt å bygge ut og produsere akkurat så mye olje at forventet etterspørsel til samme pris dekkes over tid.

Basert på dette resonnetet kan en trekke opp en global oljetilbudskurve, jf. figur 2.15. Oljeproduksjon fra norsk sokkel er en relativt sett billig måte å bringe ny oljeproduksjon til markedet på, også fremover. Så lenge næringen unngår særnorske kostnader og driver effektivt, bør ressurser på norsk sokkel være konkurransedyktige og lønnsomme også ved svakere etterspørselsutvikling fordi fallet i produksjon fra eksisterende felt uansett må erstattes.

Det vil være et økt behov for import av gass til Europa framover. Norske felt sin nærhet til markedet, lave transportkostnader og et integrert og fleksibelt transportsystem med adgang for alle produsenter på like vilkår og til lave enhetskostnader gjør disse meget konkurransedyktige i det

europiske markedet; herunder mot importert LNG. Norske gassressurser, særlig de som kan utnytte den etablerte transportinfrastrukturen, vil derfor ikke være markedsbegrenset i realistiske scenarier for utvikling av gassmarkedet. I områder uten slik infrastruktur vil nye funn måtte være større for å kunne bære utbyggingskostnadene.

For både olje og gass vil kostnader og forventet lønnsomhet ved leting, utbygging og drift også fremover variere internt på norsk sokkel. Særlig geologiske forhold er viktige for dette, men også teknologiske og markedsmessige forhold spiller en viktig rolle.

2.2 En næring med store fremtidsmuligheter

Petroleumsressursene tilhører det norske folk. Det har vært bred enighet om at de ekstraordinære inntektene fra olje- og gassutvinning skal komme eieren av ressursene – det norske folk – til gode. Petroleumsskattesystemet og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) sikrer at en stor del av verdiskapingen fra petroleumsvirksomheten tilfaller staten.

Ingen annen næring kan sammenlignes størrelsesmessig med petroleumsvirksomheten når det gjelder ringvirkninger, verdiskaping og inn-

tekter til staten. Siden det første oljefunnet på slutten av 1960-tallet, har eksporten av norsk olje og gass bidratt til en inntektsutvikling få land har opplevd. Virksomheten har i sum bidratt til i overkant av 14 000 mrd. kroner i verdiskaping, i dagens kroneverdi. Verdier som har gitt velferd, vekst og velstand. I 2017 bidro olje og gass med 168 mrd. kroner til staten, eller over 30 000 kroner per innbygger. Statistisk sentralbyrå anslår at om lag syv pst. av samlet sysselsetting, eller i underkant av 200 000 personer, kunne knyttes til petroleumsnæringen i 2016.

Oljenæringen er syklisk. Næringen har de siste årene vært gjennom en nødvendig omstillingsprosess. Deler av næringen har det fortsatt tøft på grunn av overkapasitet. Et løft innen effektivisering og nyskaping var påkrevd etter oljeprisfallet i 2014. Fremtidsutsiktene for norsk sokkel er positive med en konkurransedyktig ressursbase, høy investeringstakt og god interesse fra oljeselskaper for fortsatt leting, utbygging og drift.

Mange deler av næringen er internasjonalt rettet. Samtidig er mange bedrifters lokalisering i Norge direkte eller indirekte begrunnet i aktiviteten i hjemmemarkedet. En positiv videre utvikling på norsk sokkel er derfor avgjørende for å opprettholde og videreutvikle kompetansen – ikke bare i oljeselskaper og leverandørbedrifter, men i det brede, norske miljøet, fra universiteter og institutter til tjeneste- og serviceleverandører.

Petroleumsnæringen har stått for noen av de største industribragdene i Norge de siste 50 årene. Den er viktig for innovasjon, er internasjo-

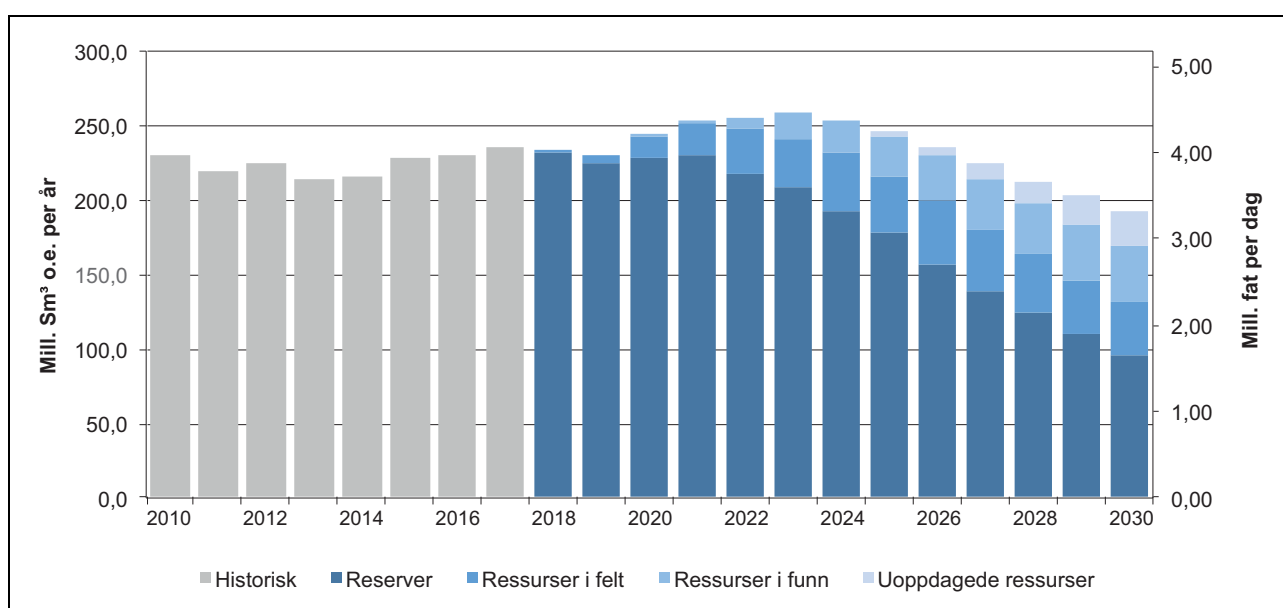
nalt konkurransedyktig og har stor omstillings- evne. Næringen gir i tillegg store, positive ring- virkninger for andre næringer gjennom overfø- ring av industrikompetanse og -kultur, av tekno- logi og gjennom ulik knoppskyting. Mange nor- ske leverandørbedrifter leverer også produkter og tjenester til andre næringer. Det å ha flere ben å stå på er særlig viktig i perioder når leveransene til olje- og gassnæringen eller andre av deres mar- kedssegmenter er lavere.

2.2.1 Halvparten av ressursene igjen

Mesteparten av produksjonen på norsk sokkel kommer fra Nordsjøen, men også produksjon fra Norskehavet er betydelig. I tillegg er det to felt som produserer i Barentshavet. I denne proposisjonen presenteres utbyggingen av det tredje, Johan Castberg-feltet. Petroleumproduksjon på norsk sokkel er ventet å øke moderat de neste fem årene, jf. figur 2.16.

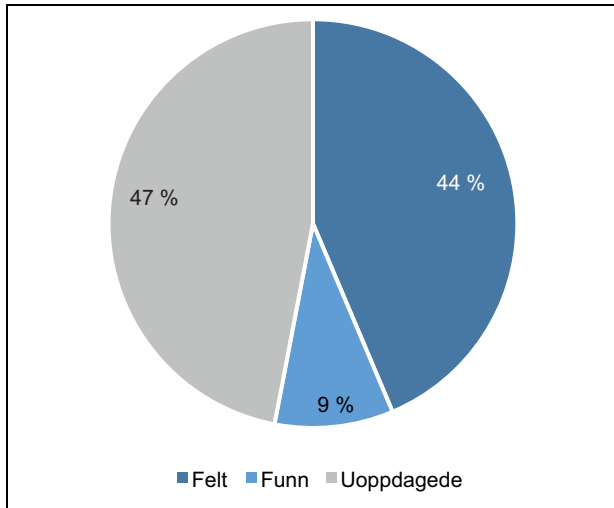
De nærmeste årene kommer produksjonen hovedsakelig fra allerede produserende felt og felt som i dag er under utbygging. Fra midten av 2020-tallet synker produksjonen fra disse feltene, og produksjon fra ressurser som i dag er uoppdagede begynner å gjøre seg gjeldende. Det tar flere år fra et funn gjøres til feltet er i drift. For å opprettholde produksjonen på samme nivå etter midten av 2020-tallet, er det derfor behov for raskt å gjøre nye, større funn.

Ressursregnskapet for 2017 indikerer at drøyt 45 pst. av de totale petroleumssressursene på



Figur 2.16 Historisk produksjon og produksjonsutsikter fra norsk sokkel

Kilde: Oljedirektoratet



Figur 2.17 Gjenstående ressurser fordelt på felt/funn/uoppdagede

Kilde: Oljedirektoratet

norsk sokkel er produsert ved utgangen av 2017. Av de gjenværende ressursene er nærmere 44 pst. anslått å ligge i eksisterende felt, drøyt ni pst. i funn som ikke er besluttet utbygget, mens om lag 47 pst. gjenstår å finne, jf. figur 2.17. De anslåtte uoppdagede oljeressursene på hele norsk sokkel er store nok til å dekke verdens oljebruk, på dagens nivå, i litt over fire måneder.

Om lag 44 pst. av gjenværende ressurser på norsk sokkel antas å ligge i Nordsjøen. Om lag 36 pst. ventes ligge i Barentshavet, mens resten ligger i Norskehavet. For de anslåtte uoppdagede ressursene er situasjonen annerledes. Nesten to tredjedeler av disse ligger i Barentshavet mens resten er fordelt på Norskehavet og Nordsjøen. Oppsidepotensialet er desidert størst i Barentshavet der en har store områder som ikke er utforsket.

2.2.2 Høy verdiskaping og store statlige inntekter

Petroleumsnæringen er Norges største målt i verdiskaping, statens inntekter, investeringer og eksportverdi, og er således en bærebjelke for norsk arbeidsliv og finansiering av velferdssystemet. Siden det første oljefunnet har virksomheten i sum bidratt til om lag 14 000 mrd. kroner i verdiskaping målt i dagens kroneverdi.

Norge er en havnasjon. Den økonomiske aktiviteten i våre havområder domineres av petroleumsvirksomheten, herunder en stor del av den norske maritime næringen, jf. figur 2.18.

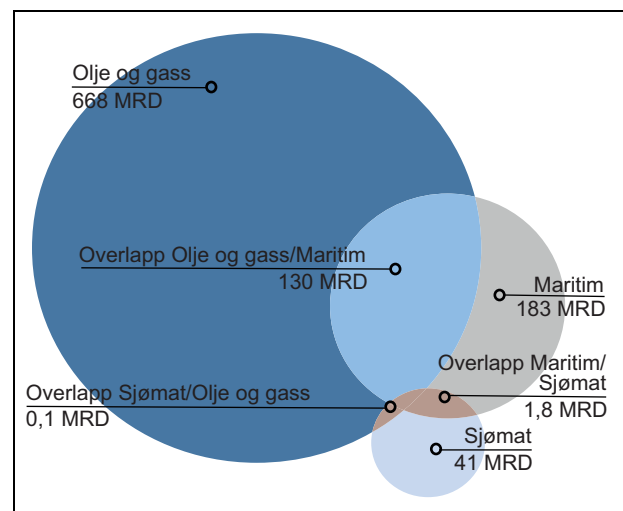
Aktiviteten i petroleumsnæringen har gjennom flere tiår bidratt vesentlig til velstandsøkning

gen for nordmenn. Da den første oljen ble produsert i 1971, var inntektsnivået i Norge lavt sammenliknet med andre industriland. I dag er Norge et av verdens rikeste land. Mens BNP per innbygger i 1971 var nesten 40 pst. lavere i Norge enn i USA, var nivået i 2015 rundt ti pst. høyere, selv etter det kraftige oljeprisfallet.

Petroleumsindustrien er den enkeltstående som står for høyest andel av verdiskapingen; 14 pst. av all verdiskaping i Norge kom i 2017 direkte fra olje- og gassproduksjonen. Hvis leverandørindustrien inkluderes, sysselsetter næringen direkte og indirekte i underkant av 200 000. Verdiskaping per sysselsatt er vesentlig høyere i petroleumsnæringen enn i andre næringer. Det må ses i sammenheng med at virksomhetene baserer seg på en ikke-fornybar ressurs og derfor gir høyere avkastning enn annen virksomhet.

Mesteparten av petroleumsproduksjonen på norsk sokkel eksporteres, og verdiene står for om lag 40 pst. av total norsk eksport, og nær halvparten av norsk vareeksport. Næringen har siden 2002 gitt staten en netto kontantstrøm på over 5 000 mrd. i dagens kroneverdi. I 2017 utgjorde statens nettokontantstrøm fra petroleumsvirksomheten 168 mrd. kroner.

Inntektene er direkte påvirket av råvarepriser og produksjonen på norsk sokkel, og er således syklisk av natur. Handlingsregelen innebærer at statens netto kontantstrøm i sin helhet settes til side i Statens pensjonsfond utland sammen med avkastningen av fondets eiendeler, mens uttaket over tid skal følge den forventede realavkastningen av fondet, anslått til tre pst. Fondet og handlingsregelen bidrar dermed til å skjerme statsbud-



Figur 2.18 Havnæringenes verdiskaping i 2014, mrd. kroner

Kilde: Menon Economics

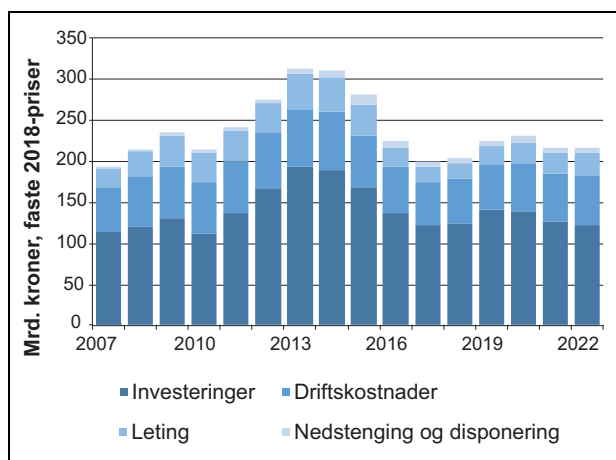
sjettet fra kortsiktige, sykliske svingninger i oljeprisen. De enorme inntektene som er tilført Statens pensjonsfond utland fra norsk sokkel siden årtusenskiftet illustrerer det store bidraget til nordmenns velferd som en aktiv petroleumspolitik har gitt. Overføringene fra fondet til statsbudsjettet innebærer at vi kan ha et høyere offentlig velferdstilbud enn statens inntekter fra fastlandsøkonomien alene tilsier. I 2018 utgjør bruken av oljeinntekter om lag 230 mrd. kroner¹. Det tilsvarer drøyt 43 000 kroner per innbygger eller over 174 000 kroner for en familie på fire.

2.2.3 En teknologinæring med 200 000 arbeidsplasser og store ringvirkninger

På tross av at norsk produksjon utgjør under to pst. av verdens oljeproduksjon, er norsk sokkel et av verdens største offshoremarkeder. Samlet sett utgjør etterspørselen fra leting, utbygging, drift og nedstengning på norsk sokkel et marked på over 200 mrd. kroner per år, jf. figur 2.19. Dette er et marked der norskbaserte leverandører samlet sett har vært og er konkurransedyktige og derfor har vunnet mange oppdrag.

Siden 2000-tallet har norsk leverandørindustri også gradvis økt sin aktivitet i utenlandske markeder, og flere norske bedrifter har opparbeidet betydelige markedsposisjoner internasjonalt. I 2016 kom om lag 35 prosent av omsetningen fra internasjonal virksomhet, ifølge Rystad Energy.

Utviklingen for norskbaserte oljeteknologi-bedrifter og andre leverandører er nært knyttet til utsiktene for lønnsom aktivitet på norsk sokkel. Norsk sokkel har vært et teknologisk laborato-



Figur 2.19 Etterspørselen fra norsk sokkel

Kilde: Oljedirektoratet

¹ Målt ved det strukturelle, oljekorrigerede underskuddet.

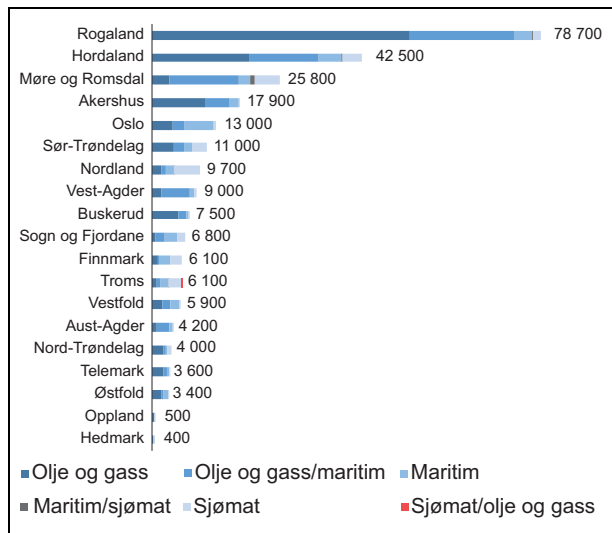
rium som har lagt grunnlaget for utviklingen av en høykompetent og internasjonalt konkurransedyktig industri. Det er viktig at dette fortsetter for at norske leverandører skal være konkurransedyktige også fremover. Det beste myndighetene kan bidra med for å sikre en positiv fremtid for alle disse bedriftene og teknologimiljøene er å legge til rette for fortsatt lønnsom aktivitet på norsk sokkel.

Utvikling av ny kunnskap og teknologi står sentralt i forvaltningen av petroleumssressursene på norsk sokkel. Gjennom forskning, utvikling og demonstrasjon av ny teknologi har det siden starten av petroleumsvirksomheten blitt arbeidet for å finne gode løsninger på hvordan man kan oppnå god ressursforvaltning gjennom effektiv leting, utbygging og drift. Teknologiutviklingen har vært viktig for både å oppnå høyest mulig verdiskaping fra ressursene på norsk sokkel og ivareta hensynene til helse, miljø og sikkerhet. Et tett samarbeid mellom oljeselskap, leverandørbedrifter og forskningsinstitusjoner har vært en forutsetning for å lykkes i utviklingen av ny teknologi og nye løsninger.

Den bevisste satsingen på forskning og teknologiutvikling også fra myndighetssiden har lagt grunnlaget for næringsutvikling og sysselsetting i Norge. Den norske petroleumsnæringen er i dag på mange områder verdensledende, og utvikler stadig ny og bedre teknologi som gjør næringen i stand til å takle både store og komplekse utfordringer, og få fram avanserte, mer effektive og kostnadsbesparende løsninger. Dette gir konkurransefortrinn som næringen utnytter både i hjemmemarkedet og internasjonalt.

Leverandører som helt eller delvis leverer til petroleumsvirksomheten består av over 1 100 selskaper. Den er Norges største næring målt i omsetning når en ser bort fra salg av olje og gass. I mange lokalsamfunn langs kysten, fra Agder til Nordmøre, er en svært høy andel av befolkningen ansatt i eller i tilknytning til leverandørindustrien, jf. figur 2.20. Næringen trekker også stadig lenger nordover.

Sterke kunnskapsmiljø innen petroleumsvirksomhet finnes over hele landet. Rogaland, hvor et bredt spekter av leverandørbedrifter er etablert, er svært viktig. I øvrige deler av landet har leverandørbedriftene typisk etablert seg med basis i lokal spisskompetanse og etterspørsel. Sørlandet har verdensledende selskaper innen boreteknologi. Oslo og Akershus har veletablerte miljøer innen ingeniørtjenester og andre tjenester (f.eks. finans og rådgivning) samt en konsentrasjon av seismikkelskaper. Nord-Vestlandet bidrar med en maritim virksomhet som representerer et komplett skipsbygging- og skipsutstyrsnettverk for



Figur 2.20 Sysselsetting fra havnæringene i 2014

Kilde: Menon Economics

blant annet avanserte offshorefartøy. I Buskerud, særlig rundt Kongsberg, finner vi ledende miljøer innen subsea-teknologi, automasjon og dynamisk posisjonering. Bergensregionen er senter for vedlikehold av plattformer og subseautstyr, mens Trondheim har et sterkt forsknings- og utdanningsmiljø. I takt med at aktiviteten til havs har beveget seg nordover, har det utviklet seg kompetansebasert innen en rekke ulike segmenter i de nordligste fylkene, som engineering, konstruksjon og fabrikasjon, vedlikehold og modifikasjon, sikkerhet og beredskap samt operasjonelle tjenester.

Utforskning og utvinning av olje- og gassressurser til havs krever solid kunnskap, avansert teknologi og hardt arbeid. Bjørnland, Thorsrud og Torvik (2018)² påpeker nettopp at ressursinnsatsen i utforskning og utvinning av petroleum gir positive læringseffekter ikke bare mellom leverandørbedrifter, men også mellom bedrifter i petroleumsnæringen og andre deler av økonomien. Petroleumsnæringen har over tid bidratt til en kunnskapsbase som mange andre næringer har hatt nytte av. De viser at petroleumsnæringen har bidratt til økt produktivitet og produksjon ikke bare i tradisjonell konkurranseutsatt fastlandsøkonomi, men også i skjermet sektor.

Det er en rekke eksempler på at den kompetansen som de ulike deler av den norske petrole-

umsklyngen besitter er relevant og viktig for andre næringer i og utenfor energisektoren, fra medisin og romfart til informasjonsteknologi, miljøovervåking og industriutstyr.

Denne kunnskaps- og teknologioverføringen og de brede læringsprosessene gjør at leverandørindustrien blir en vekstmotor og kilde til inntektsgenerering i hele økonomien. Det er grunn til å anta at disse læringsprosessene finner sted i utdanningssektoren, forskningsinstitusjonene, næringslivet og gir inspirasjon til innovasjon som følge av en bred offentlig oppmerksomhet. Slike prosesser finner sted både jevnt over tid og ved plutselige sjokk i petroleumsaktiviteten. De kan stoppe opp, men blir ikke reversert dersom impulsene fra petroleumsaktiviteten stopper opp. Slik sett bidrar samspillet mellom leverandørnæringen og den tradisjonelle konkurranseutsatte fastlandindustrien til en bredere, mer robust og kunnskapsrik næringsstruktur – i hele landet.

Flere selskaper i leverandørindustrien betjener andre næringer, blant annet industri, havbruk og vindkraft til havs. Dette er viktige tilleggsoppgaver, men olje- og gassvirksomhet vil også fremover forbli det viktigste kjernemarkedet for de fleste leverandørbedriftene.

2.2.4 Sikker og ren leting, utbygging og drift

Forvaltningsansvaret for petroleumssektoren er fordelt på flere departementer og direktorater. Ivaretagelse av helse, miljø og sikkerhet (HMS) har fra starten vært en sentral del av forvaltningen av petroleumsvirksomheten. Arbeids- og sosialdepartementet og Petroleumstilsynet har myndighetsansvaret for helse, arbeidsmiljø, sikkerhet og sikring i alle faser av virksomheten. Regjeringens ambisjon er at norsk petroleumsvirksomhet skal være verdensledende på HMS. Dette er en ambisjon som næringen stiller seg bak. Ansvar for sikkerhetsnivået ligger hos næringen selv.

Over tid har HMS-nivået i petroleumsvirksomheten utviklet seg i en positiv retning, og myndighetene og partene i næringen er enige om at sikkerhetsnivået i næringen i Norge er høyt. Storulykkeindikatoren var i 2017 på et lavt nivå. Samtidig er petroleumsvirksomheten en industri med et potensiale for storulykker, og de siste årene har det vært flere alvorlige ulykker og hendelser. Slike hendelser minner om at sikkerhet er ferskvare. HMS-situasjonen i petroleumsvirksomheten må derfor kontinuerlig stå høyt på dagsorden. For en nærmere omtale av HMS-aspektene vises det til Meld. St. 12 (2017–2018) Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten.

² Bjørnland H., Thorsrud L.A. og Torvik R, 2018, «Dutch Disease Dynamics Reconsidered». Dette er i stor grad en videreutvikling av tidligere arbeider som eksempelvis Bjørnland og Thorsrud, 2013, «Boom or Gloom? Examining the Dutch Disease in two-speed economies».

Boks 2.2 Teknologioverføring fra petroleumsvirksomheten



Figur 2.21

Kilde: National Oilwell Varco (NOV)

Seabox (nå National Oilwell Varco) har utviklet teknologi for rensing av sjøvann direkte på havbunnen i forbindelse med oljeutvinning. Denne teknologien kan også brukes for å *produsere drikkevann*. Løsningen har blitt presentert for land i Midtøsten som ser at dette ville kunne gi dem store fordeler i produksjon av drikkevann. Seabox skal bygges og testes på Hamek i Harstad.



Figur 2.22

Kilde: Statoil, Øyvind Gravås

Statoils første pilotanlegg for fullskala, *flytende havvindmøller* skal bruke overvåking- og kontrollsystemer fra olje- og gassnæringen. Origo Solutions har opparbeidet seg en sterk kompetanse på slik systemteknologi som brukes i fastland-industrien men som også kan anvendes innenfor markedet for fornybar energi, slik som dette pilotanlegget.



Figur 2.23

Kilde: Shutterstock

Forskningsmiljøer i Stavanger (SUS, UiS og IRIS) utvikler datamodeller som simulerer strømning av olje og vann i reservoarbergarter til å oppdage *trange blodårer rundt hjertet*. Dette vil kunne erstatte dagens røntgenundersøkelser av hjertets kransårer med kateter ved utredninger av om pasienter trenger bypass eller blokkering.



Figur 2.24

Kilde: Salmar

SalMar har utviklet et *havbasert halvt nedsenkbart oppdrettsanlegg* som flyter stabilt på større dyp med mer stabile havstrømmer. Dette er utviklet i Trondheim i et samarbeid med sentrale leverandører innen havbruksnæringen og offshorereindustrien. Konseptet testes ut utenfor Trøndelag.



Figur 2.25 Holdningsarbeid er viktig for å oppnå en trygg arbeidsplass

Kilde: Statoil, Kværner, Øyvind Sætre

Petroleumsvirksomhet kan påvirke det marine miljøet negativt gjennom utslipp av utboret steinmasse, tilsatte kjemikalier, olje eller andre naturlige komponenter til sjø, samt fysisk påvirkning på havbunnen. Seismiske undersøkelser kan påvirke fisk og marine pattedyr. Petroleumsvirksomheten er også forbundet med en risiko for akutt forurensning.

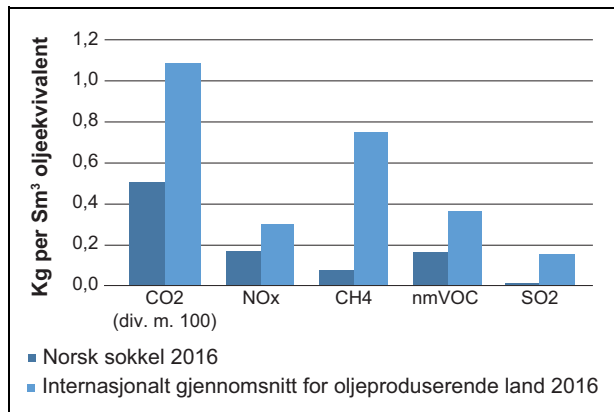
Hensynet til det ytre miljø og andre næringer har fra starten vært en integrert del av forvaltningen av aktiviteten på sokkelen. Dette gjelder i alle faser av virksomheten – fra åpning av nye områder, via tildelinger av utvinningstillatelser og til gjennomføring av leting, utbygging, drift og avslutningen av et felt.

Myndighetsansvaret for ytre miljø ligger hos Klima- og miljødepartementet og Miljødirektoratet. Gjennom HMS-forskriftene og tillatelser etter forurensningsloven setter myndighetene rammer for utslippene fra virksomheten. Det stilles strenge krav til at operatørene bruker kjemikalier som inneholder minst mulig miljøfarlig stoff, at utslippene er så lave som mulig og at operatørene utvikler ny teknologi. Dette har ført til at mange av utslippene er mye lavere enn før. Pålagt mil-

jøovervåking bidrar til at effektene av utslippene holdes under oppsikt.

Det er en risiko for akuttutslipp (uhellsutslipp) av olje ved petroleumsvirksomhet. Det har vært få større utslipp av råolje på norsk sokkel, og det har ikke vært uhellsutslipp av olje på norsk sokkel som har nådd kysten i løpet av de mer enn 50 årene med aktivitet. Det er ikke påvist skade på havmiljøet som følge av de akuttutslipp som har skjedd i perioden. Oljevern tiltak vil redusere konsekvensene av eventuelle større, akutte oljeutslipp. Det stilles derfor krav til oljevernberedskap overfor rettighetshaverne. I områder med naturverdier som deler av året er særlig sårbare for oljeutslipp er det også, som et føre-var-tiltak, etablert tidsbegrensninger for leteboring i oljeførende lag i slike perioder.

Petroleumsvirksomheten er underlagt streng virkemiddelbruk for å begrense utslippene til luft fra produksjonsaktiviteten, vesentlig strengere enn i andre petroleumsproduserende land. At virkemiddelbruken fungerer fremgår av tall som rapporteres inn til IOGP (International Association of Oil & Gas Producers). Disse tallene viser at norske utslipp er vesentlig lavere per produsert enhet



Figur 2.26 Utslipp til luft på norsk sokkel sammenlignet med internasjonalt gjennomsnitt

Kilder: International Association of Oil and Gas Producers (IOGP), Epim Environmental Hub (EEH) og Norsk olje og gass

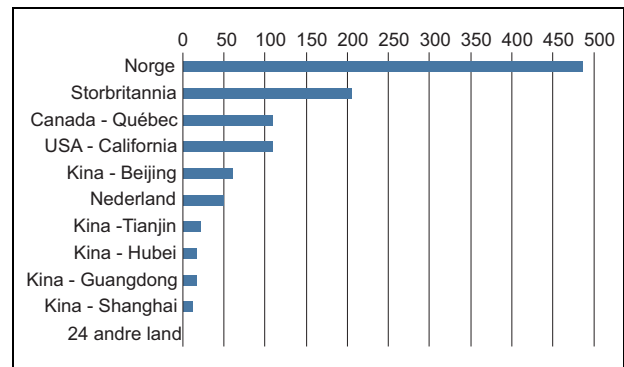
enn gjennomsnittet for oljeproduiserende land, jf. figur 2.26. Utslippene varierer mellom ulike felt, både i Norge og internasjonalt.

Hovedvirkemidlene i klimapolitikken på norsk sokkel er økonomiske. Allerede i 1991 ble det innført en CO₂-avgift på norsk sokkel. Virksomheten har i dag kvoteplikt under det europeiske kvotesystemet for klimagasser (ETS) i tillegg til CO₂-avgift. Avgiftssatsen er høy og kommer på toppen av kvoteplikten. Sammen gir disse økonomiske virkemidlene oljeselskapene kontinuerlig en økonomisk egeninteresse av å gjennomføre alle utslippsreducerende tiltak som har et rimelig kostnadsnivå. Den samlede utslippskostnaden for norsk sokkel er nå over 500 kroner per tonn CO₂. Dette er vesentlig høyere enn for annen industri.

Kostnaden (kvoter og avgifter) for oljeselskapene ved klimagassutslipp på norsk sokkel er mye høyere enn i andre produsentland, jf. figur 2.27.

Siden norske utslipp per produsert enhet er vesentlig lavere enn gjennomsnittet for andre land vil globale utslipp fra *produksjonsleddet* øke hvis norsk petroleumsproduksjon erstattes med produksjon fra disse landene. I tillegg er CO₂-utslipp fra norsk petroleumsvirksomhet omfattet av det europeiske kvotesystemet, slik at utslipperne betaler for utslippene sine og det medfører færre kvoter tilgjengelig andre steder i Europa. I et slikt kvotesystem kan utslippene reduseres kun gjennom å redusere kvotemengden tilgjengelig i markedet. Svært lite av verdens øvrige petroleumsproduksjon er omfattet av tilsvarende ordninger.

Sentrale elementer i den etablerte oljepolitikken bidrar til at det er lave utslipp fra produksjonen på norsk sokkel. Av ressursforvaltningsmessige hensyn har det helt fra 70-tallet ikke vært til-



Figur 2.27 Pris på klimagassutslipp i ulike petroleumsprovinser, kroner per tonn CO₂-ekvivalenter, i 2016

Kilde: KPMG

latt å brenne gass over fakkel (fakling) utover i sikkerhetsøyemed. Det har i tiår vært stor oppmerksomhet mot å unngå lekkasjer og andre utslipp av metan. Det er etablert et effektivt transportsystem for naturgass som gjør at transporten skjer med lave utslipp. Det stilles strenge klimakrav til produksjonsfasen på felt på norsk sokkel også gjennom et krav til bruk av beste tilgjengelige teknologi ved nye utbygginger. I tillegg er det krav om at kraft fra land utredes for nye utbygginger og ved store ombygginger av eksisterende felt. På sokkelen er det to fullskalaanlegg for utskilling og deponering av CO₂ som kommer opp fra reservoaret. Disse er knyttet til Sleipner- og Snøhvit-feltene. Enova har ordninger som støtter pilotering og demonstrasjon av nye energi- og klimateknologier, også i petroleumssektoren. I tillegg er arbeidet med å få etablert et nytt senter for lavutslippsteknologi i gang. Disse tiltakene bidrar til oppmerksomhet mot mer langsiktige løsninger og teknologigjennombrudd, og er en viktig del av virkemiddellapparatet.

Dette er smart virkemiddelbruk og det virker. Prisingen av utslipp har gitt store resultater i form av reduserte utslipp fra norsk sokkel, anslått til fem mill. tonn CO₂-ekvivalenter årlig i KonKraft-rapporten «*Petroleumsnæringen og klimaspørsmål*» fra 2009. Etter dette er ytterligere tiltak gjennomført. Næringen la i 2016 frem et klimaveikart med ambisiøse mål om lavere utslipp samtidig som man oppnår en positiv produksjonsutvikling på norsk sokkel.

Norsk petroleumspolitik og norsk klimapolitikk bygger på prinsippet fra det FN-ledede klimasamarbeidet om at hvert land er ansvarlig for utslipp fra sitt territorium og sin økonomiske sone. Norge er derimot ikke ansvarlig for utslipp

utenfor eget territorium. Det innebærer at forbruk i utlandet av petroleum som er produsert i Norge ikke er noe norske myndigheter er forpliktet til å ta ansvar for. Fra en rent praktisk side er det ikke mulig for et land å ta formelt ansvar for utslipp i et annet lands territorium, da land ikke har kontroll på virkemidler (legale, økonomiske eller andre) i et annet land. Gjennom sin klimapolitikk ønsker norske myndigheter likevel å stimulere til mindre utslipp også i andre land, og fører derfor en aktiv politikk som går langt utover det Norge er folkerettslig forpliktet til å gjøre.

2.2.5 Eksisterende felt og nye utbygginger

Ved årsskiftet 2017/2018 var det 85 produserende felt på norsk sokkel, 66 i Nordsjøen, 17 i Norskehavet og to i Barentshavet. Dette er lønnsomme felt som bidrar med inntekter både til selskapene og til staten. Produksjonen er robust også mot perioder med relativt sett lave priser på olje og gass. Aktivitetsnivået på norsk sokkel er høyt både i absolutte tall og i historisk perspektiv selv om investeringene er vesentlig lavere enn i 2013 og 2014. Det ble investert 122 mrd. kroner på norsk sokkel i 2017.

Ressurstilveksten fra nye funn har de siste årene vært lav. Dersom det ikke blir gjort nye, større funn vil, investeringsaktiviteten bli redusert på mellomlang sikt i mangel av nye, større utbygginger. Tilsvarende vil det være viktig med modning av nye prosjekter og tiltak for effektiv drift og økt utvinning på felt i drift for å opprettholde aktivitetsnivå, verdiskaping og sysselsettingen over tid.

I 2016 ble fem planer for utbygging og drift (PUD) levert inn til myndighetene: Byrding, Dvalin, Oda, Trestakk og Utgard. Alle er godkjent og enten satt i produksjon (Byrding) eller er under utbygging. Det er totalt åtte pågående utbygginger der utbyggingsplan ble levert før 2017, jf. figur 2.28. Samlede investeringer for disse prosjektene er anslått til om lag 214 mrd. kroner i faste 2017-priser.

Det ble også fattet investeringsbeslutning på en rekke nye utbyggingsprosjekter i 2017. Ti prosjekter leverte PUD, med en forventet samlet investering på over 120 mrd. kroner i faste 2017-priser: Johan Castberg, Ærfugl, Bauge, Njord videreutvikling, Fenja, Snorre videreutvikling, Skogul, Yme, Ekofisk 2/4 Victor Charlie og Valhall flanker vest. Disse utbyggingsprosjektene er store, lønnsomme industriprosjekter i milliardklassen som en ikke finner i andre deler av norsk næringsliv.

Da norsk leverandørindustri er internasjonalt konkurransedyktig gir prosjekter på norsk sokkel erfaringsmessig betydelig aktivitet og sysselsetting på fastlandet. For eksempel er 70 pst. av kontraktene for Johan Sverdrup første byggetrinn tildelt leverandører med norsk fakturaadresse. Disse bedriftene er lokalisert på mange ulike steder i Norge, jf. figur 2.29.

De ti utbyggingene som det ble levert utbyggingsplan for i 2017 er i utbyggingsfasen anslått å gi grunnlag for nesten 110 000 årsverk i Norge fordelt over flere år. Oppdrag knyttet til disse utbyggingene er viktig for mange bedrifter rundt i landet, herunder i de delene av landet som ble hardest rammet etter oljeprisfallet i 2014. Oppdrag knyttet til disse ti nye utbyggingene kommer i tillegg til oppdrag knyttet til allerede pågående utbygginger, samt ytterligere investeringer og tiltak på eksisterende felt.

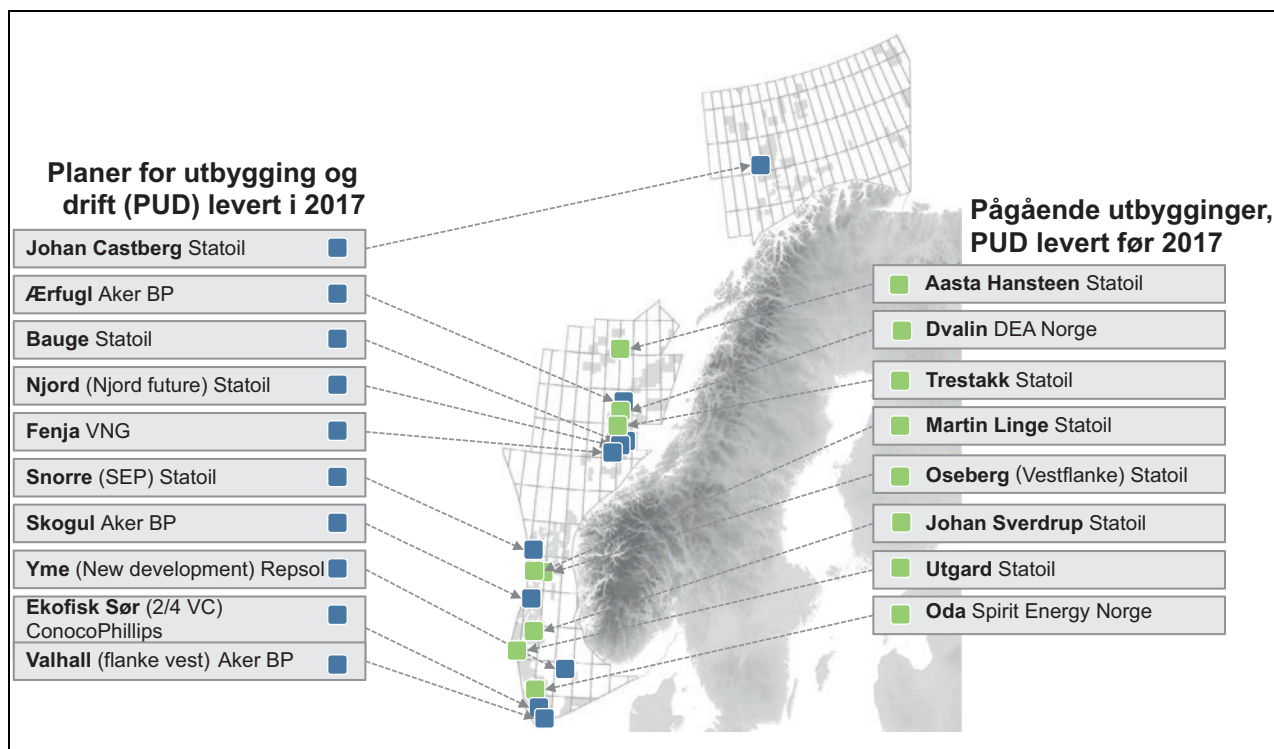
For å opprettholde verdiskapingen fra norsk sokkel, er det viktig å kontinuerlig identifisere og modne frem prosjekter for å videreutvikle felt. Effektiviseringen og nyskapingen som har funnet sted de siste årene gir grunnlag for flere lønnsomme prosjekter og dermed god ressursforvaltning og høy verdiskaping. Prosjektene som nå vedtas, forventes å gi solid verdiskaping og vil være robuste ved oljepriser vesentlig under dagens nivå.

Det arbeides med mange prosjekter på eksisterende felt som gir betydelig reservetilvekst. I ressursregnskapet for 2017 inngår 284 prosjekter for økt olje- og/eller gassproduksjon og forlenget levetid på eksisterende felt. Dette utgjør til sammen 935 mill. Sm³ o.e.

Det er forventet investeringsbeslutning på flere nye utbyggingsprosjekter også i 2018 og 2019. De tre største prosjektene i 2018 – Nova, Johan Sverdrup byggetrinn to og Troll fase tre – har alene et samlet investeringsanslag på om lag 70 mrd. kroner.

Det er også flere andre utbyggingsprosjekter som selskapene arbeider med, og hvor det kan bli levert utbyggingsplan i 2018/2019. Det inkluderer: Luno II, Mikkel Sør, Smørbukk Nord, Trelle og Trine, Garantiana, Fogelberg og Tor. Rettighetshaverne i området mellom Alvheim og Oseberg (North of Alvheim og Krafla/Askja – Noaka) jobber med å modne frem et robust utbyggingskonsept for området. Det arbeides også videre med prosjekter som Alta/Gohta og Wisting i Barentshavet.

Petroleumsnæringen er internasjonal og påvirkes derfor direkte av internasjonale kostnads- og kapasitetsforhold som f.eks. endringer i verdensmarkedspriser på innsatsfaktorer som stål. Disse



Figur 2.28 Felt under utbygging på norsk sokkel

Kilde: Olje- og energidepartementet

kostnadene er redusert de siste årene. Det samme er driftskostnadene. En viktig grunn til at de nye investeringsbeslutningene er de tiltak petroleumsnæringen selv har satt i verk de siste årene for å redusere kostnadsnivået på norsk sokkel. Forenkling og forbedringsarbeid har medført endrede arbeidsprosesser internt og mellom operatør og leverandører. Tiltakene har gitt resultater og vises både i form av lavere investeringskostnader for nye prosjekter, reduserte kostnader på utvinningsbrønner på felt i drift og i reduserte drifts- og letekostnader.

Oljedirektoratet sammenlignet i sin ressursrapport for 2017 operatørselskapenes anslag for investeringskostnader i syv ulike utbyggingsprosjekter³. Analysen viste stor reduksjon i prosjektenes balansepriser, for enkelte mer enn en halvering. For de sju prosjektene som er undersøkt i ODs ressursrapport er balanseprisen redusert til under 40 US dollar per fat oljeekvivalenter, for noen under 30. Denne reduksjonen i investeringskostnader gjør nye utbygginger mer robuste også mot perioder med lavere olje- og gasspriser.

Driftskostnadene er også redusert de siste årene. En beregning basert på de 67 feltene som

kom i produksjon før 2013 og som fortsatt produserte i 2016, viser at den samlede driftskostnaden falt fra 54 til 40 mrd. kroner fra 2014 til 2016. Dette utgjør en reduksjon på om lag 26 pst.

I driftsfasen er det flere forhold som påvirker hvor lønnsomt et utbyggingsprosjekt viser seg å bli til slutt. Dette er forhold som oljepris, driftskostnader i løpet av produksjonsperioden og hvor mye ressurser som blir realisert før nedstengning. På de fleste felt på norsk sokkel har utvinnbare reserver økt i produksjonsfasen. Dermed forlenges også levetiden. For felt i drift har gjennomsnittlig levetid økt med 12 år sammenlignet med forventningen i PUD.

Det er viktig at rettighetshaverne tar beslutninger som er i tråd med god ressursforvaltning. Kostnadsreducerende tiltak gir ikke bare bedre lønnsomhet på kort sikt, men understøtter også langsiktig verdiskaping. Når forekomster skal bygges ut, er det viktig både at alle relevante alternativer blir utredet slik at det velges løsninger som har fleksibilitet til å ivareta fremtidige muligheter, og at prosjektene er kvalitetssikret slik at rettighetshaverne har en robust gjennomføringsplan. Selv om det finnes noen unntak, ender de fleste prosjektene på norsk sokkel opp med utbyggingskostnader innenfor usikkerhetsspennet som er angitt i utbyggingsplanen.

³ Johan Sverdrup byggetrinn II, Johan Castberg, Utgard, Oda, Trestakk, Dvalin og Bauge.

Boks 2.3 Feltutbygginger som leverte plan for utbygging og drift i 2017

Johan Castberg-feltet i Barentshavet ble påvist i 2011 og planlegges utbygd med et flytende produksjons- og lagerskip. Statoil er operatør. Dette er den største av utbyggingene som ble besluttet i 2017. Utbyggingen av Castberg-feltet er grundig beskrevet i proposisjonens del 3.

Ærfugl er et gass- og kondensatfelt påvist i 2000 vest for Skarv-feltet i Norskehavet. Ærfugl skal knyttes opp til Skarv. Feltet skal etter planen starte produksjon i 2020 og utvinnbare reserver er 44 mill. standardkubikkmeter (Sm³) oljeekvivalenter (o.e.) Ærfugl er ventet å produsere i 15 år og samtidig forlenge levetiden og øke de utvinnbare reservene på Skarv. Investeringene er anslått til 8,5 mrd. kroner¹. Aker BP er operatør for feltet. PUD for Ærfugl er godkjent.

Njord videreutvikling er et oppgraderings- og utviklingsprosjekt i Norskehavet. Njord-innretningene skal oppgraderes for å kunne produsere fram mot 2040, samt gi mulighet for effektiv utbygging av Bauge og Fenja (se under). Gjenværende utvinnbare reserver i Njord-feltet (inkludert tilknyttede Hyme) er 28 mill. Sm³ o.e. Investeringene er anslått til 15,1 mrd. kroner². Produksjonsstart er planlagt til 4. kvartal 2020. Statoil er operatør. PUD for Njord videreutvikling er godkjent.

Bauge er et oljefelt i Norskehavet, som vil bli bygget ut med en havbunnsinnretning knyttet til Njord-plattformen. Utvinnbare reserver er drøyt 11 mill. Sm³ o.e., og investeringene er anslått til 3,8 mrd. kroner². Produksjonsstart er planlagt til 4. kvartal 2020. Statoil er operatør. PUD for Bauge er godkjent.

Fenja er et oljefelt i Norskehavet, som vil bli bygget ut med en havbunnsinnretning knyttet til Njord-plattformen. Utvinnbare reserver er 15 mill. Sm³ o.e., og investeringene er anslått til 10,2 mrd. kroner. Planlagt produksjonsstart er i 2021. VNG Norge er operatør. PUD for Fenja er godkjent.

Snorre videreutvikling i Nordsjøen er et av de største prosjektene for økt oljeutvinning på

norsk sokkel. Prosjektet innebærer en omfattende havbunnsutbygging med seks nye havbunnsrammer koblet opp mot Snorre A som er beregnet å øke utvinningen på Snorre-feltet med 31 mill. Sm³ olje. Planlagt produksjonsstart er i 2021. Investeringene er anslått til 19,3 mrd. kroner. Statoil er operatør.

Skogul er et mindre oljefelt i midtre del av Nordsjøen. Utvinnbare reserver er 1,5 mill. Sm³ olje og feltet vil knyttes opp til produksjonsskipet på Alvheim-feltet. Investeringene er anslått til 1,5 mrd. kroner. Forventet produksjonsstart er i 2020. Aker BP er operatør. PUD for Skogul er godkjent.

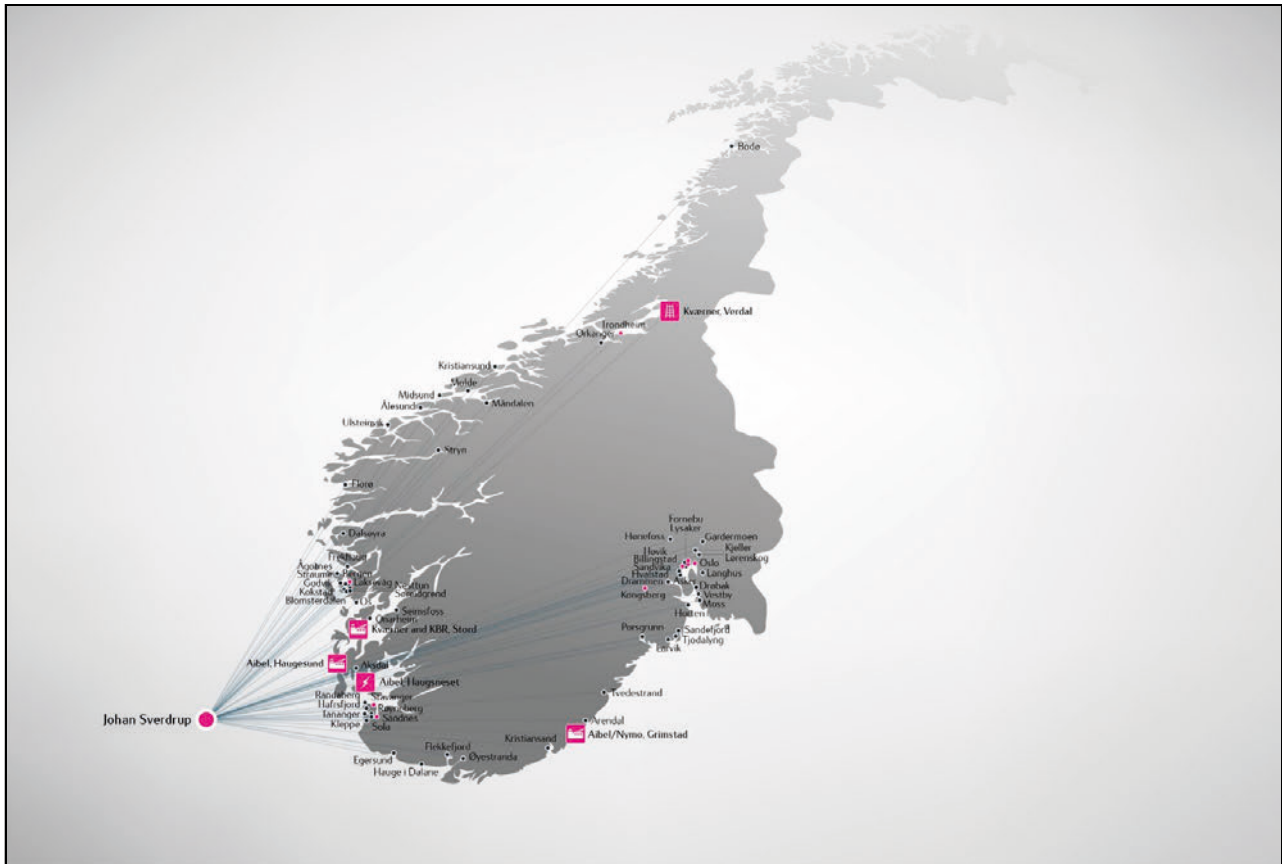
Yme-feltet i Nordsjøen skal gjenutbygges med en oppjekkbar innretning med bore- og proppessanlegg. Utvinnbare reserver er drøyt ti mill. Sm³ o.e., og investeringene er anslått til 8,2 mrd. kroner. Forventet produksjonsstart er i 2020. Repsol er operatør. PUD for Yme er godkjent.

Ekofisk 2/4 Victor Charlie er et økt utvinningsprosjekt i Nordsjøen som innebærer en ny havbunnsramme for vanninjeksjon og boring og komplettering av fire nye injeksjonsbrønner. Prosjektet skal øke utvinningen fra Ekofisk med 2,7 mill. Sm³ o.e. Investeringene er anslått til 2,3 mrd. kroner. Forventet produksjonsstart er mot slutten av 2018. ConocoPhillips er operatør. PUD er godkjent.

Valhall flanke vest er et utbyggingsprosjekt i Nordsjøen som innebærer utplassering av en ubemannet brønnhodeplattform som skal styres fra feltsenteret på Valhall. Den nye innretningen vil ha kapasitet for fremtidige brønner. Utbyggingen skal øke utvinnbare reserver med snaut ti mill. Sm³ o.e. Investeringene er anslått til 5,5 mrd. kroner. Produksjonsstart er ventet i 2019. Aker BP er operatør. PUD for Valhall flanke vest er godkjent.

¹ Alle investeringsbeløp i denne boksen er angitt i faste 2017-priser.

² Det siste oppdaterte investeringsanslaget for utbyggingen, jf. Prop. 1 S (2017–2018) for Olje- og energidepartementet.



Figur 2.29 En rekke bedrifter rundt i landet leverer til Johan Sverdrup-utbyggingen

Kilde: Statoil

Mange felt på norsk sokkel har etter hvert infrastruktur med ledig kapasitet, det være seg i prosessanlegg på plattformer og produksjonsskip, i rørledninger eller på landanlegg/terminaler. Denne ledige kapasiteten kan benyttes ved utbygging av nye felt. Innfasing til eksisterende infrastruktur er i mange tilfeller en kostnadseffektiv, og eneste økonomisk lønnsomme, måte å bygge ut småfelt på. De senere årene finnes det mange eksempler på utbygginger som knytter seg til eksisterende felt, blant annet Maria, Trestakk, Dvalin, Byrding, Oda og Utgard.

Innfasing av mindre felt til eksisterende feltinfrastruktur bidrar ofte til forlenget levetid for eksisterende felt og infrastruktur. Derigjennom muliggjøres økt utvinning og høyere verdiskaping også fra vertsfeltet. En forlengelse av levetiden til infrastrukturen gir også insentiver til ytterligere feltnear leting fordi flere funn kan produseres mens infrastrukturen er på plass og i drift.

Eksisterende felt og infrastruktur på norsk sokkel blir gjennom slike utbyggingsløsninger stadig mer sammenvevd. Både rør, feltinnretnin-

ger og andre anlegg brukes oftere og oftere av et større antall felt. Denne integrasjonen av felt skaper først og fremst nye muligheter for god ressursforvaltning, men medfører også enkelte nye utfordringer. Det gir utnyttelse av storskalafordeler, men betyr også mer kompliserte og avhengige kjeder i produksjonen.

For å sikre effektiv bruk av infrastruktur på norsk sokkel, regulerer myndighetene adgang og vilkår for bruk. For å gi gode insentiver til leting, utbygging og økt utvinning er et viktig prinsipp at fortjenesten skal tas ut på felt og ikke i infrastrukturen. Den eksisterende infrastrukturen på norsk sokkel er et konkurransefortrinn og gir oss muligheten til å utvinne også mindre petroleumforekomster på en kostnadseffektiv måte. Myndighetene bidrar til å sikre tilgang til infrastrukturen på rimelige vilkår gjennom forskrift om andres bruk av innretninger (TPA-forskriften) og reguleringen av gasstransportsystemet. TPA-forskriften er basert på at eier og bruker av en innretning forhandler frem vilkår for bruk.

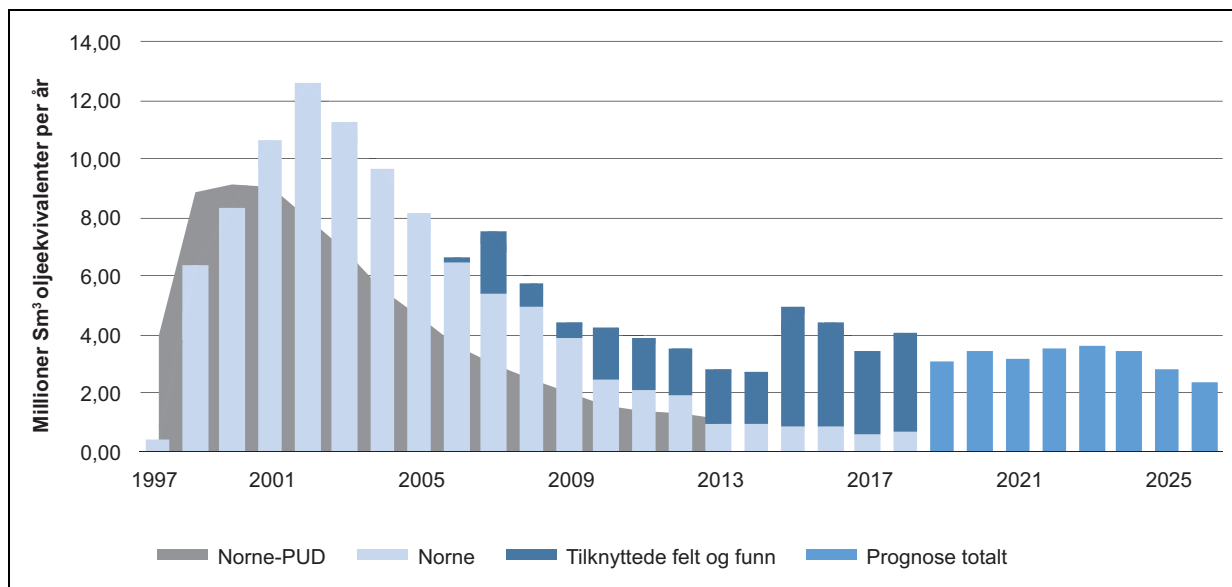
Boks 2.4 Økt produksjon på Norne

Norne er et eksempel på et felt som både har økt sine egne reserver og som har faset inn mange nye funn over tid. PUD for Norne ble godkjent i 1995. Planen var kun for utvinning av olje, mens mulighetene for å produsere gass var avhengig av nye rør ut fra Norskehavet. Produksjon av olje startet i 1997, mens gasseksport startet i 2001 med en egen rørledning til Åsgard for videre transport til Europa via Kårstø.

Siden produksjonen fra Norne-feltet avtok på 2000-tallet, har feltene Urd, Alve, Marulk og Skuld blitt faset inn til Norne-innretningen. I dag produseres det større volumer fra satellittene enn fra vertsfeltet, jf. figur 2.30. Hittil er totalt sett om lag 80 pst. av produksjonen kommet fra Norne. De siste årene har imidlertid om lag 80 pst. kommet fra tilknyttede felt. Det arbeides også med å bygge ut ytterligere funn i området.

På utbyggingstidspunktet var forventet levetid for Norne 2012. I dag, avhengig av hvilke prosjekter som besluttes fremover, forventes produksjon over Norne forbi 2025.

Utbyggingen av Norne var svært lønnsom og tilbakebetalt allerede i løpet av det fjerde produksjonsåret. Videreutviklingen av Norne har bidratt til at feltet har gitt langt høyere verdiskaping enn antatt på utbyggingstidspunktet. Forventet kontantstrøm på PUD-tidspunktet hadde en total nåverdi, med en kalkulasjonsrente på 7 pst. reelt, på om lag 32 mrd. kroner. Den faktiske kontantstrømmen har gitt en foreløpig nåverdi på 83 mrd. kroner. Om verdier fra tredjepartsfelt inkluderes, har Norne bidratt til et overskudd målt ved nåverdi på om lag 92 mrd. kroner. Disse tallene er i faste 2017-kroner.



Figur 2.30 Produksjon fra Norne og tilknyttede felt

Figuren viser kun produksjonsprognose frem til 2025, men det er forventet produksjon også utover 2025

Kilde: Oljedirektoratet

2.2.6 Leteaktivitet og pågående konsesjonsrunder

Store deler av produksjonen fram i tid vil komme fra funn som ennå ikke er påvist. En nødvendig forutsetning for å opprettholde produksjonsnivået over tid er at det gjøres lønnsomme funn regelmessig. Jevn tilførsel av prospektivt leteareal er viktig for å opprettholde både leteaktiviteten og

den langsiktige verdiskapingen fra norsk sokkel. For å nå hovedmålet i petroleumspolitikken, er det derfor viktig å holde et forutsigbart og høyt tempo i tildeling av leteareal.

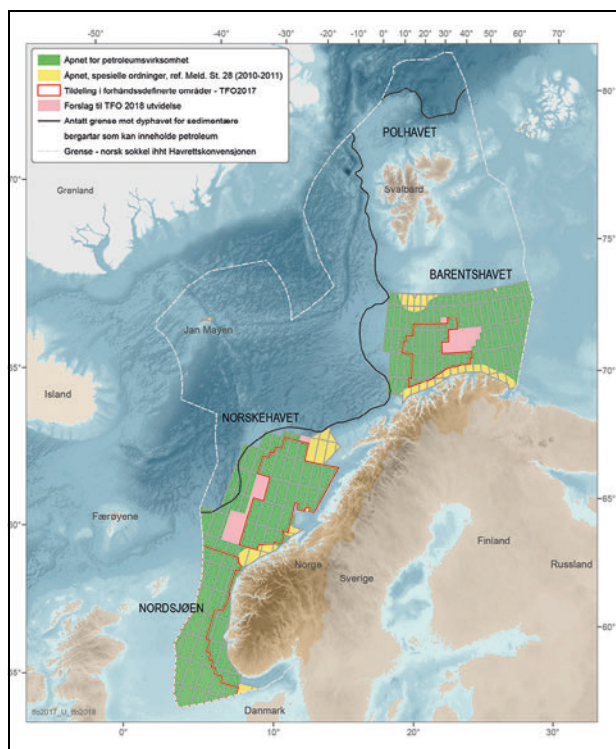
Leting er en kompleks og dynamisk virksomhet. Teknologien videreutvikles, forståelsen for områdene øker og nye ideer skapes. En jevn leteaktivitet i oljeselskapene gir best grunnlag for å

utnytte og bygge den undergrunnskompetansen som er avgjørende for en effektiv leting.

Åpnede områder for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel omfatter areal i Nordsjøen, Norskehavet og sørlig del av Barentshavet, jf. figur 2.31. I de åpnede områdene forventes det fortsatt å være uopptagede ressurser som kan gi grunnlag for aktivitet i mange år fremover. Samtidig er en betydelig del av potensialet, og i enda større grad oppsiden i ressursestimater, knyttet til områder som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet.

Det er to likestilte konsesjonsrunder på norsk sokkel. Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) skjer årlig i de best kjente leteområdene på norsk sokkel. Disse rundene omfatter størstedelen av åpnet areal på norsk sokkel. I tillegg gjennomføres nummererte konsesjonsrunder i de mindre kjente leteområdene. I nummererte konsesjonsrunder inviteres selskapene til å nominere areal som de ønsker skal inngå i utlysningen. TFO-rundene på sin side omfatter et fast areal som utvides når kunnskapen om geologien i letearealet øker. For disse områdene er det derfor ikke behov for en nominasjonsprosess.

I fjorårets konsesjonsrunde i de best kjente leteområdene, TFO2017, ble 34 selskaper tilbudt andeler i 75 utvinningstillatelser. Et forslag til utlysning av årets runde i disse områdene, TFO2018, har vært på høring. For areal i de minst



Figur 2.31 Arealstatus norsk sokkel

Kilde: Oljedirektoratet

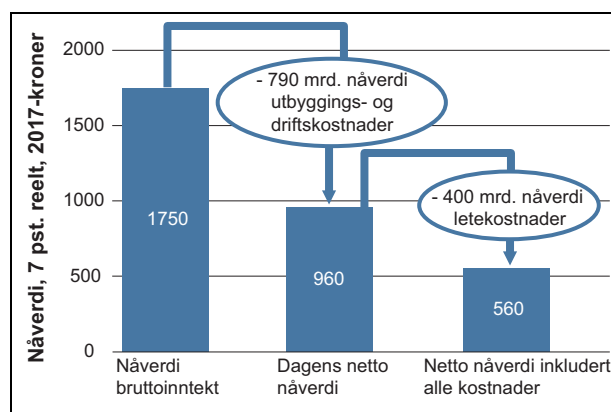
kjente leteområdene pågår 24. konsesjonsrunde. Ved søknadsfristens utløp 30. november 2017 søkte 11 selskaper om areal. Tildeling av nye utvinningstillatelser i runden er planlagt medio 2018.

Leteaktiviteten har holdt seg på et godt nivå de siste to år på tross av fallet i oljeprisen. I 2017 ble det boret 17 letebrønner i Barentshavet, fem i Norskehavet og 12 i Nordsjøen. Det ble gjort 11 nye funn, fordelt på seks i Barentshavet, tre i Norskehavet og to i Nordsjøen. Ressurstilveksten er i størrelsesorden 13–36 mill. Sm³ olje/kondensat og 11,4–23,2 mrd. Sm³ utvinnbar gass. Dette er mindre enn forventet.

Det forventes at antall letebrønner i 2018 øker noe sammenlignet med 2017. Det planlegges flest letebrønner i Nordsjøen. Det endelige tallet på letebrønner kan variere, siden forsinkelser på en brønn vil påvirke oppstarten av de andre brønnene riggen skal bore.

Høyest mulig verdiskaping gjennom god ressursforvaltning er en overordnet målsetting i petroleumspolitikken. Oljedirektoratet har gjort en studie av verdiskapingen på leteaktiviteten i perioden 2008–2017. Studien viser at letevirksomheten i perioden har tilført samfunnet betydelige verdier. Forventede fremtidige salgsinntekter for olje og gass fra funnene er anslått å bli om lag 960 mrd. kroner høyere enn forventede utbyggings- og driftskostnader, jf figur 2.32. Nåverdien av letekostnadene på norsk sokkel i samme periode var om lag 400 mrd. kroner. Inkluderes letekostnadene i beregningen, er beregnet nåverdi fra leting i perioden om lag 560 mrd. kroner. Dette viser at leteaktiviteten de siste ti årene har vært lønnsom. Konklusjonen gjelder for alle havområdene på sokkelen.

I ODs lønnsomhetsanalyse er det verdilemmer som ikke er forsøkt tallfestet. Det gjelder



Figur 2.32 Verdiskaping fra leting 2008–2017

Kilde: Oljedirektoratet

blant annet geologisk informasjonsverdi utover den enkelte brønn og økt verdi fra allerede påviste og fremtidige funn gjennom felles utbygging/produksjon. Disse verdiene utgjør en oppside og kan være betydelige.

2.2.7 Oljeselskaper som både kan og vil

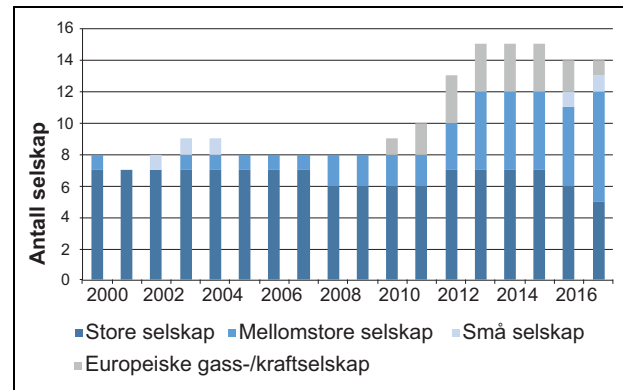
Myndighetene styrer petroleumsvirksomheten gjennom overordnede rammer. I den norske modellen benyttes oljeselskapene til å skape verdier for fellesskapet.

Oljeselskapene blir rettighetshavere i utvinningstillatelser, noe som medfører plikter og rettigheter. De har ansvar for å planlegge og gjennomføre aktivitet i alle faser av petroleumsvirksomheten i en utvinningstillatelse fra leting til eventuell utbygging, drift og nedstenging. Dette er en fornuftig og god rollefordeling da det er oljeselskapene som til enhver tid sitter på best og oppdatert informasjon om geologi, reservoar, og teknologi og løsninger for effektiv og sikker leting, utbygging og drift.

For at denne ressursforvaltningsmodellen skal fungere, er det viktig at oljeselskapene i størst mulig grad har egeninteresse av å ta de beslutninger som er best for staten som ressurseier. Dette har føringer på hele reguleringen av næringen, inklusive utformingen av skatte- og avgiftssystemet og øvrig regulering. Det er også avgjørende at rettighetshaverne både har kompetanse og vilje til å gjennomføre alle lønnsomme tiltak på en effektiv og sikker måte. Et mangfold av oljeselskaper med ulike forretningsmessig strategi legger best til rette for at flest mulig av de forretningsmulighetene som er på norsk sokkel utnyttes.

Den norske modellen er utformet slik at selskapene skal konkurrere når det er bra for ressursforvaltningen og samarbeide når det er optimalt. Konkurransen bidrar til å skape innovative løsninger og fremmer effektivitet, mens samarbeid blant annet bidrar til erfaringsoverføring og kvalitetskontroll og gir de beste utbyggings- og transportløsningene på sokkelen som helhet.

Utvinningsstillatelser blir som hovedregel til delt en gruppe oljeselskaper. Beslutninger i utvinningstillatelsen tas i henhold til stemmereglene fastsatt av departementet. Arbeidet i utvinningstillatelsen organiseres i henhold til en standard samarbeidsavtale. En av rettighetshaverne utpekes av departementet til operatør og har som oppgave på vegne av rettighetshavergruppen, å stå for planlegging og gjennomføring av aktiviteten under den enkelte tillatelse. Øvrige rettighetshavere har et påse-ansvar overfor operatøren.



Figur 2.33 Utvikling i aktørbildet over tid

Kilde: Oljedirektoratet

Oljeselskapene kan velge å drive på norsk sokkel eller i andre oljeprovins globalt. I tillegg til forventet lønnsomhet, tilgang til areal og geologisk potensiale i ressursbasen, vil også andre faktorer kunne ha betydning for et oljeselskaps investeringsvalg. Det kan være forhold som:

- Effektive, stabile og forutsigbare rammer for virksomheten; et stabilt og effektivt skattesystem som legger til rette for utnyttelse av alle samfunnsøkonomiske ressurser, god tilgang til lovende leteareal og kostnadseffektiv tilgang til infrastruktur for nye utbygginger
- Lave inngangsbarrierer i form av ikke-diskriminerende tildelingskriterier, gratis tilgang til sokkeldata og et mer utviklet annenhåndsmarked for andeler
- Kompetansen både hos lokale leverandør- og servicebedrifter og i næringskjeden generelt.
- En rasjonell oppfølging av regelverket, samt godt tillitsbasert samarbeid mellom selskaper, deres ansatte og myndigheter, noe som bidrar til redusert risiko

Antall aktører på norsk sokkel har økt fra midten av 2000-tallet, blant annet som følge av politikkendringer for å skape et større mangfold. De senere årene har mangfoldet også gjort seg gjeldende for operatørskap for felt, jf. figur 2.33. I løpet av de siste årene har selskaper som Aker BP, DEA, Eni, Lundin, Spirit og Wintershall blitt operatør for feltutbygginger.

Nye aktører har bidratt til en rekke funn og feltutbygginger på norsk sokkel. Det er i dag 43 selskaper aktive på norsk sokkel. På grunn av restruktureringene i næringen de siste årene, er antallet selskaper færre enn for noen år tilbake. Det har vært en rekke sammenslåinger og oppkjøp knyttet til selskaper med hovedaktivitet innen leting. Selskaper eid av europeiske energiselskaper har

blitt solgt som del av disse konsernenes restrukturering. Når det gjelder de største oljeselskapene, har noen, som BP og ExxonMobil, valgt å ikke lenger være operatør for gamle, norske felt. Samtidig har andre større selskaper vært aktive i de siste konsesjonsrundene på norsk sokkel. Statoil spiller en viktig rolle på norsk sokkel, og et fortsatt aktivt og effektivt Statoil er viktig for god ressursforvaltning på norsk sokkel.

Flere selskaper har som del av denne prosessen kommet styrket ut. Det gjelder mellomstore selskaper som satser aktivt på norsk sokkel, herunder AkerBP, DEA, Ineos, Lundin, Neptune, OMV, Point, Repsol, Spirit og Wintershall. Dette er en type selskaper som blir viktige for en positiv videreutvikling av norsk sokkel. Gjennom en fortsatt kombinasjon av erfarne og aktive store og mellomstore selskaper, mer rendyrkede leteselskaper og nyetableringer innen både leting og produksjon, legges det til rette for å nå målene i petroleumspolitikken.

2.3 Regjeringens petroleumspolitik

Norges petroleumssressurser er det norske folks eiendom. Olje- og gassnæringen er, og har vært, en bærebjelke for norsk økonomi de siste tiårene. De kommende årene vil olje- og gassnæringen fortsatt spille en nøkkelrolle i norsk økonomi og gjennom skattesystemet og SDØE-ordningen bidra i betydelig grad til finansieringen av det norske velferdssamfunnet.

Hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. Samtidig skal en stor andel av verdiskapingen tilfalle den norske stat, slik at den kan komme hele samfunnet til gode.

Aktiviteten på norsk sokkel gir store muligheter for en positiv videreutvikling av norsk leverandørindustri. Det er i underkant av 200 000 som direkte er sysselsatt samt knyttet til etterspørselen fra petroleumsnæringen. Næringen er kompetansetung, og teknologisk avansert. Mange norskbaserte bedrifter er mest konkurransedyktige inn mot norsk sokkel. Aktivitet hos disse henger derfor sammen med fremtidige markedsmuligheter i hjemmemarkedet på norsk sokkel. Regjeringen vil tilrettelegge for god ressursforvaltning, høy verdiskaping og høye statlige inntekter gjennom å videreføre en stabil, langsiktig petroleumspolitik.

Forvaltningen av petroleumssressursene skal skje innenfor forsvarlige rammer når det gjelder helse, miljø og sikkerhet. Regjeringen vil legge til

rette for at norsk petroleumsindustri fortsatt skal være ledende innen helse, miljø og sikkerhet, jf. Meld. St. 12 (2017–2018) Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Rollen som petroleumspodusent skal også fremover forenes med ambisjonen om å være verdensledende i miljø- og klimapolitikken. Regjeringen vil videreføre kvoteplikt og CO₂-avgift som hovedvirkemidler i klimapolitikken på norsk sokkel, og samtidig opprettholde strenge miljøkrav til norsk oljeproduksjon.

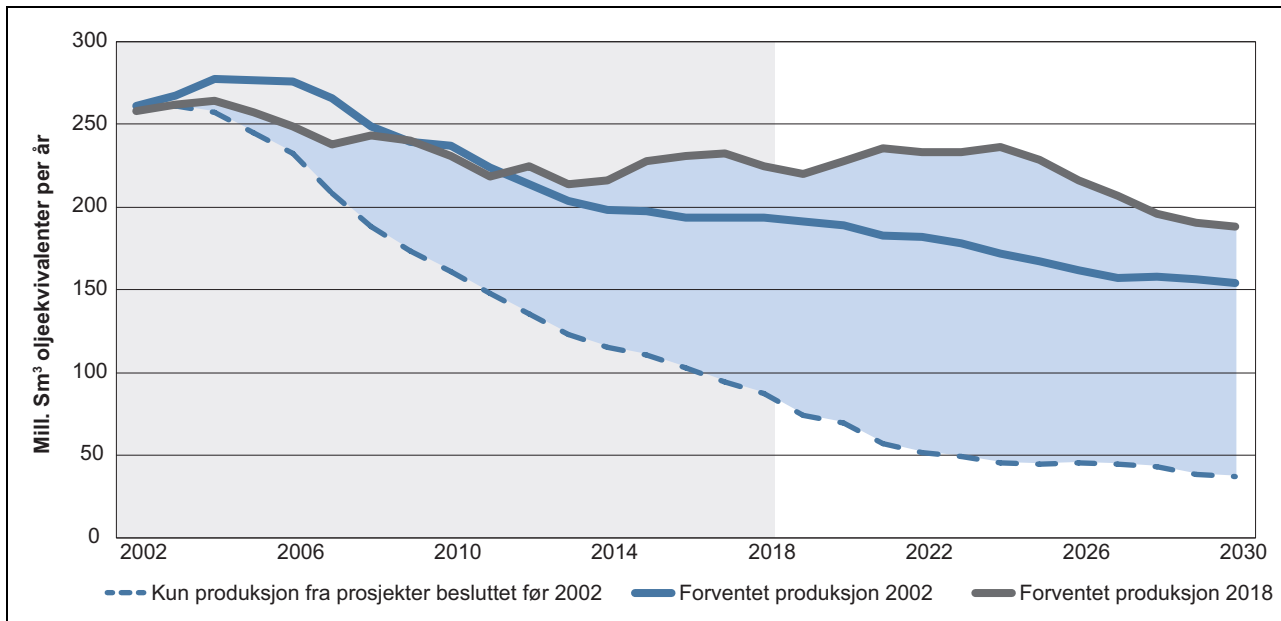
Det er flere mulige utviklingsbaner for norsk sokkel, avhengig av blant annet prisutviklingen for olje og gass, kostnadsnivået på norsk sokkel, teknologi og geologi. Utviklingen er også avhengig av en målrettet petroleumspolitikk for å maksimere verdiskapingen fra virksomheten.

I St.meld. nr. 38 (2001–2002) som ble lagt frem av Bondevik II-regjeringen i juni 2002, ble det trukket opp to utviklingsbaner for olje- og gassproduksjonen fra norsk sokkel. Det ble trukket opp en forventningsbane, basert på en petroleumspolitikk der en fortsatt la til rette for lønnsom produksjon av olje- og gassressursene i et langsiktig perspektiv, og en «forvitningsbane», der en bare høstet av allerede foretatte investeringer, jf. figur 2.34.

En sammenlikning med den langsiktige produksjonsbanen fra 2002 viser at produksjonen nå ligger over det man anslo for 15 år siden. Det skyldes en næring som har grepet de mulighetene myndighetene har tilbudt godt hjulpet av en periode med gode oljepriser. Det skyldes en aktiv og stabil petroleumspolitikk der det er lagt til rette for et aktørbilde og rammevilkår som gjør at alle lønnsomme ressurser skal utnyttes.

Det blå området viser den ekstraproduksjon som næringen har klart å skape og forventes skape ved nye beslutninger siden 2002. Disse beslutningene har medført høy verdiskaping, store inntekter til samfunnet og omfattende sysselsetting, og utgjør en stor del av produksjonen i dag og fremover. Introduksjonen av TFO- og lete- refusjonsordningen, stabile rammebetingelser, økt mangfold blant oljeselskapene og en effektiv regulering av infrastruktur har vært med på å utløse økningen i verdiskaping og produksjon.

Det er ingen grunn til at potensialet for ytterligere verdiskaping gjennom en aktiv politikk er mindre i dag enn i 2002. De valg som gjøres nå og fremover vil være avgjørende for om inntekts-, verdiskapings- og aktivitetsmulighetene som ligger i lønnsom utnyttelse av våre petroleumssressurser blir utnyttet. Ved å videreføre en aktiv petroleumspolitikk legger man best til rette for å



Figur 2.34 Utviklingsbaner for petroleumsproduksjonen på norsk kontinentalsokkel

Kilder: Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet

gjenskape den positive utviklingen som er oppnådd siden 2002. Det står om mange mrd. kroner i statlige inntekter, og produktive kompetansearbeidsplasser i hele landet.

2.3.1 Fortsatt stabile og forutsigbare rammebetingelser

Forvaltningen av sektoren bygger på de samme prinsippene som forvaltningen av annen næringsvirksomhet i Norge. For å nå målsetningene i petroleumpolitikken er det etablert en klar og tydelig ansvarsfordeling mellom myndighetene og oljeselskapene. Staten eier ressursene og det ligger store verdier i vår olje og gass. Derfor har staten valgt å sikre seg sterkere styringshjemler for petroleumsvirksomheten enn for annen næringsvirksomhet.

Myndighetene regulerer sektoren ved å sette klare og forutsigbare rammer. Aktørene i næringsvirksomheten har mest kunnskap, kompetanse og informasjon om muligheter og utfordringer i sin aktivitet og forestår derfor den daglige operasjonelle aktiviteten innen leiting, utbygging, drift og avslutning. Det er selskapene som har det fulle ansvaret for den operasjonelle aktiviteten, herunder at den utføres i henhold til de rammene myndighetene har satt. Sektoren er organisert slik at selskapene konkurrerer i de situasjoner hvor det ivaretar samfunnets interesser best og samarbeider når det gir best resultater.

Gjennom lover og forskrifter krever alle sentrale aktiviteter i alle faser av petroleumsvirksomheten tillatelser, samtykker og godkjenninger fra myndighetene. Den som ønsker å utvinne petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel må ha konsesjon (utvinningstillatelse) fra staten. En utvinningstillatelse gir enerett for rettighetshaverne til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleumsforekomster innenfor det området som omfattes av tillatelsen. Tildeling av utvinningstillatelser gjøres på grunnlag av et bestemt sett av kriterier som er forankret i EUs konsesjonsdirektiv. Sentrale kriterier er søkers geologiske og teknologiske kapasitet og finansielle styrke. Det kan også legges vekt på erfaringen med søkeren. Departementet setter sammen rettighetshavergruppene, fordeler deltakerandelene og utpeker en av rettighetshaverne til å være operatør. Operatøren forestår den daglige ledelsen av virksomheten på vegne av rettighetshavergruppen, og har et hovedansvar for at virksomheten samlet foregår på en forsvarlig måte og i samsvar med regelverket. Arbeidet i utvinningstillatelsene organiseres i henhold til en standard samarbeidsavtale. De øvrige rettighetshaverne har plikt til å påse at operatøren etterlever krav, herunder krav gitt i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen. Beslutninger i rettighetshavergruppen tas etter stemmereglene fastsatt av departementet. Andeler i utvinningstillatelser kan overdras mellom selskaper. Slike overdragelser krever samtykke fra myndighetene, det samme gjør overføring av operatørskap.

Blant annet for å sikre klare roller er særskilte oppgaver satt ut til egne statselskaper – som Gassco (operatør av gasstransportssystemet) og Petoro (ivaretaker av SDØE-porteføljen på kommersielt grunnlag).

Oljedirektoratet spiller en sentral rolle i forvaltningen av olje- og gassressursene. Direktoratet er en aktiv pådriver overfor selskapene for å få realisert mest mulig av ressurspotensialet på sokkelen og sikre at gode helhetlige løsninger velges. Dette er viktig for at det skal skapes størst mulig verdier for samfunnet.

Så lenge kommersielle selskaper står for leting, utbygging og drift er det avgjørende at de beslutninger som er best for samfunnet i størst mulig grad også er best for selskapene. Dette gjelder ved alle beslutninger knyttet til leting, utbygging og drift. Ressursforvaltningssystemet, petroleumsskattesystemet, SDØE-ordningen og miljøavgiftene er utviklet gjennom 50 år for å legge best mulig til rette for å nå målene i petroleumspolitikken.

Systemet for skattelegging av petroleumssressursene bygger på reglene for ordinær bedriftsbeskatning. På grunn av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av petroleumssressurser, blir oljeselskapene i tillegg ilagt en særskatt. I 2018 er den ordinære skattesatsen 23 pst. og særskattesatsen 55 pst. Totalt gir dette en marginal skattesats på 78 pst. Petroleumsskattesystemet er utformet med siktemål at selskapene som tar beslutninger om leting, utbygging og drift, skal gjennomføre alle forventet samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak og prosjekter, men ikke gjennomføre ulønnsomme tiltak og prosjekter.

Det er selskapenes netto overskudd på sokkelen som beskattes, noe som blant annet innebærer at alle relevante kostnader kommer til fradrag i skattegrunnlaget, herunder letekostnader. Mulighet for utbetaling av skatteverdien av letekostnader – *leterefusjonsordningen* – ble innført i 2005 for å gi alle petroleumsselskaper lik økonomisk verdi av skattefradraget. Selskaper med positiv netto skattbar inntekt får umiddelbart fradrag for sine letekostnader. Enkelte selskaper har, eksempelvis på grunn av lete- eller utbyggingsaktivitet, ikke positiv netto skattbar inntekt ett eller flere år. Selskaper som ikke er i skatteposisjon kan velge mellom å få utbetalt skatteverdien av letekostnaden umiddelbart fra staten (leterefusjon), eller å fremføre underskuddet med rente til fradrag senere år når selskapet har skattbart overskudd.

Det har vært bred politisk enighet om rammevilkårene for petroleumsvirksomhet. Dette har bidratt til stabile og forutsigbare rammevilkår

som er viktig for god ressursforvaltning og høy verdiskaping.

Regjeringen vil:

- Legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass, blant annet gjennom forutsigbare rammevilkår

2.3.2 Tildele attraktivt leteareal

En jevn, forutsigbar tilgang på nytt areal i konsesjonsrunder er viktig for å legge til rette for en fortsatt lønnsom leteaktivitet på norsk sokkel, blant annet gjennom å bidra til effektiv ressursbruk i oljeselskapene. På norsk sokkel er det to likestilte typer konsesjonsrunder som skal legge til rette for en effektiv og rasjonell utforskning av hele norsk sokkel. Det er tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i leteområder hvor kunnskapen er høyest og nummererte runder i øvrig areal. Alle områder som er åpnet og tilgjengelig for petroleumsvirksomhet, kan inkluderes i en konsesjonsrunde.

På størstedelen av norsk sokkel har det vært petroleumsvirksomhet i flere tiår. Kunnskapen om geologien er god og det eksisterer eller planlegges infrastruktur. Slike områder er modne og omfattet av TFO-runder. For å oppnå god ressursforvaltning er det viktig å kunne utnytte infrastrukturen godt over tid. Da må det påvises lønnsomme ressurser mens infrastrukturen er på plass. TFO-rundene legger til rette for dette. TFO-rundene gjennomføres årlig innenfor et fast, forhåndsdefinert leteområde. TFO-området utvides ettersom områder modnes. TFO-området har derfor blitt større over tid og omfatter i dag store deler av åpnet del av norsk sokkel.

I de mindre kjente leteområder på norsk sokkel er skrittvis utforskning fortsatt viktig. Det sikrer at relativt store områder kan utforskes med få letebrønner, noe som bidrar til lavere letekostnader. Nummererte runder starter med at oljeselskapene inviteres til å nominere hvilke områder de ønsker inkludert i den forestående konsesjonsrunden. Denne nominasjonen danner, sammen med Oljedirektoratets vurderinger, et viktig grunnlag for hvilket areal som inkluderes i en runde. Denne nominasjonsprosessen er hovedforskjellen ved gjennomføring av TFO-runder og nummererte runder.

Tildeling av nye utvinningstillatelser gjøres på bakgrunn av innkomne søknader fra selskapene. I utvinningstillatelsene forplikter rettighetsha-

verne seg til å gjennomføre et arbeidsprogram for å sikre effektiv utforskning.

For å opprettholde sysselsetting, verdiskaping og statlige inntekter over tid, trengs det regelmessig store og små funn. Størstedelen av norsk sokkel har vært åpen for leteaktivitet i flere tiår. Selv om det finnes unntak, gjøres store funn oftest i en tidlig utforskningsfase. For å øke sannsynligheten for å gjøre store, drivverdige funn er det derfor viktig å utforske også nye områder, og at det gjøres mens kompetansen er til stede.

Størstedelen av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet. Petroleumsvirksomheten i Barentshavet har pågått i snart 40 år. Det er boret en rekke letebrønner, og det tredje feltet i området skal nå bygges ut. En bredere omtale av dette er gitt i Prop. 114 S (2014–2015).

Regjeringen vil fortsette kunnskapsinnhenting gjennom videre kartlegging av petroleumsressursene, også i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. I henhold til regjeringsplattformen vil regjeringen ikke åpne for petroleumsvirksomhet, eller konsekvensutrede i henhold til petroleumsløven, i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja i perioden 2017–2021, og ikke iverksette petroleumsvirksomhet ved Jan Mayen, iskanten, Skagerrak eller på Mørefeltene. Regjeringen vil fastslå definisjonen av iskanten i forbindelse med revidering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, og i lys av anbefalinger fra Faglig forum.

I tråd med de rammer Stortinget har sluttet seg til for Barentshavet sørøst, er det, som en ekstra beskyttelse av de viktige miljøverdier som følger iskanten, satt tidsbegrensninger for leteboring langs den faktiske/observerte iskanten. Disse tidsbegrensningene er fra 23. konsesjonsrunde gjort gjeldende for hele Barentshavet sør, og er en del av rammene for petroleumsvirksomhet inntil ny forvaltningsplan blir vedtatt for området.

Regjeringen vil:

- Videreføre dagens praksis med jevnlig konsesjonsrunder på norsk sokkel for å gi næringen tilgang på nye letearealer
- Ved tildeling av utvinningstillatelser i den pågående 24. konsesjonsrunden, legge vekt på miljøfaglige råd i eller nær særlig verdifulle områder (SVO), herunder vurdere begrensninger på boring i oljeførende lag i en større radius rundt Bjørnøya
- Fortsette kunnskapsinnhenting gjennom videre kartlegging av petroleumsressursene,

også i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet

- Ikke åpne for petroleumsvirksomhet, eller konsekvensutrede i henhold til petroleumsløven, i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja i perioden 2017–2021, og ikke iverksette petroleumsvirksomhet ved Jan Mayen, iskanten, Skagerrak eller på Mørefeltene. Fastslå definisjonen av iskanten i forbindelse med revidering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, og i lys av anbefalinger fra Faglig forum
- Ikke gjennomføre 25. konsesjonsrunde før revidering av Forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten er ferdig behandlet

2.3.3 Aktiv innsats innen forskning og utvikling

Utdanning, forskning og innovasjon er viktig for videreutvikling av den norske olje- og gassnæringen, og er sentralt for å nå målene i petroleumspolitikken. De er vitkige for å utnytte mer av ressursbasen, øke effektiviteten, redusere kostnader og oppnå enda renere produksjon.

Oljeselskapenes forskningsinnsats har de siste årene vært i størrelsesorden tre til fire mrd. kroner årlig. Etter en topp i 2013 på om lag 4,2 mrd. kroner har investeringene falt til vel 3,2 mrd. kroner i 2016. Siste tilgjengelige anslag viser en videre nedgang i oljeselskapenes totale FoU-investeringer (forskning og utvikling) i 2017 og 2018. Av oljeselskapenes investeringer i 2016 gikk 1,2 mrd. kroner til eksterne norske FoU-miljøer som leverandørindustri, institutter og universitets- og høyskole-sektoren (Norges forskningsråd).

Mange leverandørbedrifter har en betydelig FoU-virksomhet. Siden leverandørindustrien er sammensatt av mange ulike næringer, er det vanskelig å fastslå størrelsen på FoU-innsatsen, men tall fra SSB tyder på at den totale egenutførte FoU-innsatsen i leverandørindustrien ligger på omtrent samme nivå som oljeselskapene i perioden 2014–2016.

Det er leverandørindustrien, i samarbeid med forskningsinstituttene, som utvikler og leverer mange av de nye teknologiske løsningene som oljeselskapene er avhengig av. Leverandørbedriftene har ikke de samme inntektene fra virksomheten som staten og oljeselskapene, og har heller ikke økonomisk ryggrad til, på egenhånd, å finansiere store teknologiske prosjekter som kan komme samfunnet for øvrig til nytte. Det er derfor avgjørende at leverandørindustrien og insti-

tuttsektoren har målrettede virkemidler for sin FoU-virksomhet.

Gjennom statlige bidrag utløses økt og målrettet innsats for FoU i næringen. Det er viktig at staten også fremover bidrar med FoU-bevilgninger på områder som har stor samfunnsøkonomisk verdi, men som ikke prioriteres høyt nok av næringen selv. Dette gjelder særlig mer grunnleggende forskning- og utviklingsvirksomhet som ikke er markedsnært. Forskning og teknologiutvikling skal bidra til varige kostnadsreduksjoner på norsk sokkel og på den måten sikre konkurransekraft, verdiskaping og arbeidsplasser. Mer aktivitet i nordområdene, fallende oljeproduksjon i modne områder og behovet for å minimere klima- og miljøeffektene av virksomheten på norsk sokkel, øker behovet for ny teknologi og kunnskap. Disse utfordringene krever satsing på så vel grunnleggende forskning som anvendt forskning og teknologiutvikling med tung industriinvolvering.

Strategiorganet OG21 er et samarbeid mellom oljeselskaper, universiteter, forskningsinstitusjoner, leverandører og myndigheter som skal identifisere teknologiske prioriteringer for en effektiv og miljøvennlig petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Prioriteringene sikrer at petroleumsforskningen er relevant for utfordringene på norsk sokkel og danner grunnlaget for tildelingene gjennom forskningsprogrammene.

Virkemidlene innenfor petroleumsforskning er hovedsakelig programmene PETROMAKS 2 og DEMO 2000 i Norges forskningsråd. I tillegg kommer generelle ordninger som skattefunn. PETROMAKS 2 favner bredt, fra forskningsprosjekter i universiteter og forskningsinstitutter til innovasjonsprosjekter ledet av industrien. DEMO 2000 bidrar til testing av nye løsninger gjennom støtte til pilot- og demonstrasjonsprosjekter. Tett næringsinvolvering bidrar til at forskningsmidlene går til å dekke behov som er identifisert av næringen selv.

For å introdusere ny lønnsom teknologi og nye løsninger i markedet, er det behov for gode og treffsikre virkemidler. DEMO 2000 er det mest markedsnære virkemiddelet i innovasjonsskjeden for petroleum, og programmet retter seg spesielt mot leverandørindustrien for å pilotere og demonstrere ny teknologi for norsk sokkel. Offentlig støtte gjennom DEMO 2000 er risikoavlastende for næringsaktørene og utløser prosjekter som ellers ikke ville blitt gjennomført eller blitt gjennomført i et mindre omfang. Dette bekrefter en evaluering nylig foretatt av Menon Economics,

der høy utløsende effekt på næringens egne FoU-investeringer var en av hovedkonklusjonene. At ny teknologi når markedet raskere, bidrar til å styrke norsk sokkels konkurranseevne og styrke markedsmulighetene til norske leverandører. Evalueringen bekrefter også at DEMO 2000-prosjekter resulterer i positive sysselsettingseffekter.

Både PETROMAKS 2 og DEMO 2000 er blitt styrket de senere årene, og det er svært mange prosjektsøknader av høy kvalitet, også blant dem som blir avslått

Et forskningssenter for lavutslippssteknologi vil bli etablert i løpet av 2018. Det nye senteret vil komme i tillegg til ARCEX (Research Centre for Arctic Petroleum) ved Universitetet i Tromsø som forsker på arktiske utfordringer, og det nasjonale senteret for økt utvinning ved Universitetet i Stavanger som skal bidra til å øke utvinningsgraden på norsk sokkel. Petroleumssentrene er rettet mot grunnforskning, men vektlegger industrirelevans. Sentrene har gjort det mulig å mobilisere sterke nasjonale og internasjonale forskningsmiljøer til langsiktig og målrettet FoU-innsats i samarbeid med oljeselskaper og leverandørindustri.

Et viktig delmål med forskningssatsingen er å sikre rekruttering av relevant kompetanse til petroleumssektoren. Innenfor teknologiske fagdisipliner som IKT, engineering, geologi, reservoarforståelse og reservoartolkning, samt digitalisering og prosjektgjennomføring, ligger den norske petroleumsnæringen i front. Satsingen på rekruttering må også fremover følges opp. Det er avgjørende at det utdannes og rekrutteres ungdom til næringen som gjør norske bedrifter i stand til å løse de teknologiske utfordringene på sokkelen. Det er viktig at olje- og gassnæringen har tilgang på relevant kompetanse nasjonalt. Forskningssentrene og PETROMAKS 2 er viktige virkemidler for å styrke rekrutteringsgrunnlaget.

Regjeringen vil legge fram en revidert langtidspan for forskning og høyere utdanning (LTP) sammen med statsbudsjettet høsten 2018. Hav, der petroleumsettet forskning og teknologiutvikling inngår, skal fortsatt være ett av de prioriterte områdene.

Regjeringen vil:

- Videreføre satsingen på petroleumsbasert forskning for å øke verdiskapingen, styrke internasjonal konkurransekraft og redusere klima- og miljøpåvirkningen fra virksomheten
- Etablere et senter for lavutslippsløsninger i olje- og gassnæringen

2.3.4 Ren, energieffektiv og lønnsom produksjon

Klimautfordringen er global og må løses globalt. Olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel er underlagt EUs kvotesystem for klimagasser. Oljeselskapene på norsk sokkel vil dermed på lik linje med bedrifter i EU bidra til å redusere kvotepliktige utslipp med 43 pst. fra nivået i 2005 innen 2030. I tillegg til dette betaler petroleumsvirksomheten en høy CO₂-avgift. Det er således på plass en sterk virkemiddelbruk for å begrense utslippene fra olje- og gassproduksjonen i Norge. Regjeringen vil videreføre kvoteplikt og CO₂-avgift som hovedvirkemidler i klimapolitikken på norsk sokkel.

Det stilles også strenge klimakrav til produksjonsfasen på felt på norsk sokkel ved at det er krav om bruk av beste tilgjengelige teknologi ved nye utbygginger. I tillegg har Enova ordninger som støtter pilotering og demonstrasjon av nye energi- og klimateknologier, også i petroleumsektoren. Arbeidet med å etablere et nytt senter for lavutslippsteknologi er igangsatt.

Kvoteplikt og CO₂-avgift gir oljeselskapene en kontinuerlig egeninteresse av å begrense sine utslipp. Departementet har en klar forventning til at rettighetshavergruppene identifiserer og gjennomfører alle rimelige utslippsreduksjoner, både store og små, og samtidig ser etter nye teknologigjennombrudd. Reduksjoner i gassbruken på norsk sokkel vil også frigjøre naturgass for eksport til Europa.

Enkelte mindre utslipp fra petroleumssektoren og annen industri er verken kvotepliktig eller ilagt avgift. Det er satt i gang en prosess for å kartlegge slike utslipp som ikke er ilagt avgift eller kvoteplikt. Jf. Meld. St. 41 (2016–2017) vil regjeringen for petroleumssektoren vurdere avgift på generelt nivå for alle ikke-kvotepliktige utslipp. Dersom avgift ikke vurderes å være tilstrekkelig eller hensiktsmessig virkemiddel, skal andre virkemidler som gir tilsvarende insentiver vurderes.

Regjeringen har satt ned et utvalg som skal vurdere klimarelaterte risikofaktorer og deres betydning for norsk økonomi, herunder finansiell stabilitet. Utvalget skal

- Vurdere hvordan en mest hensiktsmessig kan analysere og fremstille klimarisiko på nasjonalt nivå
- Identifisere antatt viktige globale, klimarelaterte risikofaktorer og vurdere deres betydning for norsk økonomi og finansiell stabilitet
- Vurdere eventuell metodikk for at private og offentlige virksomheter, herunder finansinsti-

tusjoner, skal få et faglig grunnlag for å kunne analysere og håndtere klimarisiko på best mulig måte.

Retningslinjer for finanspolitikken og investeringsstrategien for Statens pensjonsfond utland er nylig vurdert av andre offentlige utvalg, og faller utenfor mandatet. Utvalget har heller ikke som oppgave å foreslå tiltak for å redusere utslipp av klimagasser, spesifikke tiltak for tilpasninger til endret klima, eller endringer i petroleumsskattesystemet eller i norsk petroleumspolitik. Regjeringen vil følge opp innstillingen fra klimarisikoutvalget etter den er fremlagt.

Regjeringen vil:

- Videreføre kvoteplikt og CO₂-avgift som hovedvirkemidler i klimapolitikken på norsk sokkel, og samtidig opprettholde strenge miljøkrav til norsk oljeproduksjon
- Stille strenge klimakrav til produksjonsfasen på felt på norsk sokkel, herunder krav til beste tilgjengelige teknologi
- Følge opp innstillingen fra klimarisikoutvalget og stille krav til at selskapene synliggjør klimarisiko i sine utbyggingsplaner

2.3.5 En effektiv og konkurransedyktig petroleumsnæring

Petroleumsnæringen er sykklisk, global og står overfor et bredt spekter av forretningsmuligheter. Dette gjør at aktiviteten på norsk sokkel og i norskbaserte leverandørbedrifter kontinuerlig er i endring eller omstilling. Kjennetegn ved næringen de siste tiårene har vært fleksibilitet, innovasjons- og omstillingsevne. Petroleumsnæringen leverer avanserte, høyteknologiske løsninger og er internasjonalt konkurransedyktig. Dette fremgår tydelig ved at norske leverandører nylig har vunnet en rekke kontrakter i internasjonal konkurranse på norsk sokkel og fått oppdrag knyttet til petroleumsprosjekter i andre land.

Petroleumsnæringen står foran endringer som følge av den teknologiske utviklingen og den raskt økende digitaliseringen. Teknologier som kunstig intelligens, robotikk, 3D-printing, stordataanalyse, fjernstyring, automatisering og datablokker vil medføre endringer. Hva disse endringene vil innebære for selskaper og for virksomheten, og hvor raskt det vil skje, er usikkert. McKinsey anslår det totale potensialet for effektivisering knyttet til digitalisering på norsk sokkel til et sted mellom 30 og 40 mrd. kroner⁴. Digitalisering kan redusere

kostnader gjennom hele verdikjeden gjennom mer effektive prosesser, automatisering av oppgaver, osv. Det kan også forbedre forståelsen av de geologiske mulighetene på sokkelen og øke utvinningsgrad og reservoarforståelse. Seismiske data vil kunne tolkes raskere og mer nøyaktig, noe som kan gi færre tørre brønner og flere funn. Boring og brønnoperasjoner kan gjøres betydelig raskere ved å erstatte manuelle operasjoner, og produksjonen kan bli mer forutsigbar, stabil og optimal. Datainnsamling og analyse gjennom kunstig intelligens og digitale tvillinger kan gjøre det mulig å foreta proaktivt vedlikehold. Droner utstyrt med ulike sensorer kan brukes til fjernstyrt inspeksjon, noe som gjør kontrollene raskere og sikrere.

KonKraft er en samarbeidsarena for Norsk olje og gass, Norsk Industri, Norges Rederiforbund og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Industri Energi. KonKraft er etablert for å være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren. Den arbeider for å opprettholde norsk sokkels konkurransevne slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde for norsk og internasjonal olje- og gassindustri, inkludert leverandørbedrifter og maritim næring. I den nylig avgitte rapporten «*Konkurransekraft – norsk sokkel i endring*» pekes det på at hvis næringen skal nå målene om ytterligere økt konkurransekraft må forbedringsarbeidet i enkeltsekskapene fortsette samtidig som det også skapes effektivitet og produktivitet i verdikjedene i næringen. Avgjørende for å få til dette er mer effektiv samhandling mellom oljeselskaper og deres leverandører og underleverandører, samt et forsterket standardiserings- og forenklingarbeid i næringen. Digitalisering og nye samhandlingsformer er viktig for å få til dette.

De fleste forslagene til utvalget angår forholdet internt i næringen, og departementet forventer at næringen aktivt følger opp utvalgets anbefalinger fremover. Regjeringen vil foreta en vurdering av de anbefalingene som involverer myndighetssiden.

Digitalisering vil bety omstilling og krav til ny kompetanse. Annen type kompetanse må rekrutteres og dagens ansatte trenger videreutdanning og oppdatering. En vellykket digitalisering på norsk sokkel krever aktiv deltakelse og samarbeid mellom akademia, oljeselskaper, leverandører, teknologiselskaper og nyoppstartede selskaper.

Den norske petroleumsnæringen opererer i internasjonal konkurranse, og er aktiv i utenlandske markeder. Departementet støtter næringens og enkeltsekskapers arbeid med å få fotfeste i interessante markeder. Regjeringen vil bruke hele virkemiddelapparatet, inkludert Norwegian Energy Partners og Innovasjon Norge, for å bistå norske leverandørbedrifter i sine bestrebelser for å opparbeide markedsposisjoner også utenfor Norge.

Norwegian Energy Partners (Norwep) er et av regjeringens viktigste virkemiddel for å fremme internasjonalisering av blant annet den norskbaserte petroleumsnæringen. Norwep tilrettelegger for målrettet internasjonal forretningsutvikling, og bidrar til å spre kunnskap om norske bedrifters kapasiteter, teknologier og kompetanse til nøkkelklienter utenfor Norge. Departementet støtter Norwep både økonomisk og gjennom deltakelse på ulike arrangementer. Også hele apparatet til Innovasjon Norge, her hjemme og ute, har en sentral rolle i å bidra til å legge til rette for norske leverandørbedrifters utenlandssatsing.

Regjeringen vil:

- Understøtte næringens arbeid med å øke verdiskapingen gjennom effektivisering, digitalisering og innovasjon
- Bruke hele virkemiddelapparatet, inkludert Norwegian Energy Partners og Innovasjon Norge, for å bistå norske oljeteknologibedrifter internasjonalt

2.3.6 God samhandling med andre brukere av havet

Norske havområder er rike på naturressurser og har stor betydning for Norge. Norge er i dag en av verdens ledende havnasjoner og råder over havareal som er mer enn seks ganger større enn vårt landareal. Ressursene i havet og under havbunnen forvaltes for å sikre verdiskaping og velferd i et langsiktig perspektiv. Norges havbaserte næringer står for til sammen om lag 70 pst. av eksportinntektene, med petroleumsvirksomheten som den dominerende.

Norge er også verdens nest største eksportør av fisk og sjømat. Helt fra petroleumsvirksomheten startet på midten av 1960-tallet, har det vært et viktig mål for myndighetene å sikre god sameksistens, der både petroleums- og fiskerinæringen kan utøve sin virksomhet. Respekt for hverandres arbeid og retten til å drive virksomhet på norsk sokkel er en forutsetning for godt samarbeid.

⁴ KonKraft, «*Konkurransekraft – norsk sokkel i endring*», side 58.

En rekke tiltak gjennomføres både ved leting, utbygging og drift for å redusere arealkonfliktene mv. mellom petroleumsvirksomheten og fiskeriene. Eksempelvis er undervannsanlegg og rørledninger overtrålbare, det er tidsbegrensninger for leteboring i oljeførende lag i enkelte områder og det stilles strenge krav til hva som kan slippes ut til sjø fra petroleumssaktiviteten. For å redusere potensialet for mulige konflikter mellom fiskeriene og seismiske undersøkelser, er det i løpet av de senere år gjennomført en rekke tiltak. Olje- og energidepartementet og Nærings- og fiskeridepartementet har i felleskap utarbeidet en veileder som skal bidra til økt forståelse mellom partene og være klargjørende på hvilke regler og rutiner som gjelder. Det stilles krav om sporing av seismikkfartøy og krav om fiskerikyndig om bord på seismikkfartøy. I tillegg har aktørene i næringene

etablert flere arenaer for systematisk dialog. Petroleumsvirksomheten har også flere positive aspekter for andre brukere av havet, inklusive fiskeriene. Dette er blant annet knyttet til beredskap innen søk og redning samt oljevern. Erfaringene fra de siste tiårene viser at fiskeri- og petroleumsvirksomheten kan leve side om side på havet. Det har ikke vært uten problemer, men man har i de aller fleste situasjoner kommet frem til gode, helhetlige løsninger.

Regjeringen vil:

- Legge til rette for å videreutvikle både olje- og gassvirksomheten og andre havnæringer
- Bidra til en god oljevernberedskap, i samarbeid med private aktører

Del III
Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet

3 Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet

3.1 Innledning

Departementet mottok 5. desember 2017 søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift (PUD) av Johan Castberg-feltet. Statoil Petroleum AS¹ er operatør for utbyggingen og overleverte søknaden på vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelse 532. Rettighetshaverne som deltar i utbyggingen er Statoil Petroleum AS (50 pst.), Eni Norge AS (30 pst.) og Petoro AS (20 pst.). Alle rettighetshaverne har tiltrådt utbyggingsplanen.

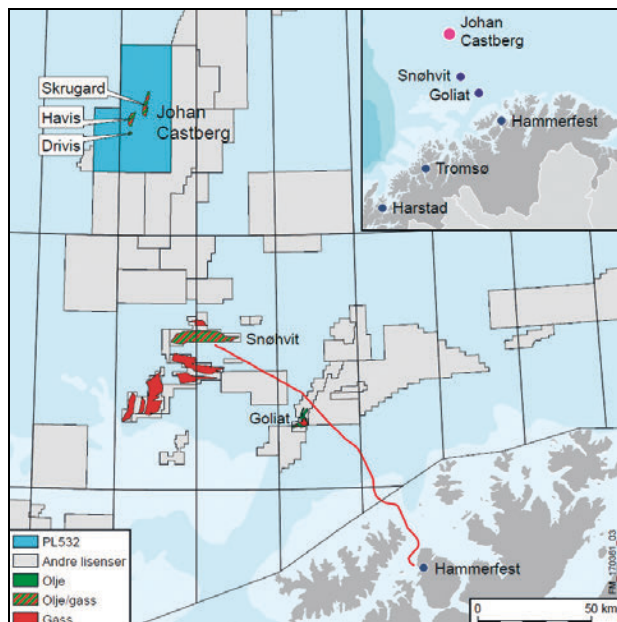
Feltet har fått navnet etter Johan Castberg, en av de mest innflytelsesrike norske politikere i første del av 1900-tallet. Castberg er særlig knyttet til konsesjonslovene for vannkraftutbygging av 1909 som blant annet inneholdt hjemfallsretten. Disse lovene er ofte kalt «De Castbergske konsesjonslover». Han var Norges første sosialminister og en av de mest markerte sosialpolitikere i de

første tiårene av 1900-tallet, og er blant annet kjent for innføringen av de såkalte «Castbergske barnelovene».

Castberg-feltet omfatter utbygging av funnene Skrugard, Havis og Drivis. Alle disse er oljefunn med en overliggende gasskappe. Skrugard ble påvist i april 2011, Havis i januar 2012 og Drivis i mai 2014.

Castberg-feltet ligger om lag 240 km nordvest for Hammerfest og blir den tredje feltutbyggingen i Barentshavet. Snøhvit-feltet ligger om lag 100 km sør for – og Goliat-feltet om lag 150 km sørøst for Castberg-feltet. Det er således lang avstand både til land og til eksisterende oljerelatert infrastruktur. Vanddypet i området er omtrent 400 meter.

Forventede utvinnbare oljereserver for Castberg-feltet er beregnet til 88,7 mill. standard kubikkmeter (Sm³), eller 558 mill. fat olje. Planlagt produksjonsstart er 4. kvartal 2022, og forventet produksjonsperiode er 30 år. Totale, forventede investeringer til utbygging av Castberg-feltet beløper seg til 47,2 mrd. 2017-kroner. Forventet nåverdi før skatt er beregnet til 74,2 mrd. 2017-kroner. Balanseprisen før skatt er beregnet til 31 US dollar per fat.



Figur 3.1 Geografisk plassering av Johan Castberg-feltet

Kilde: Statoil

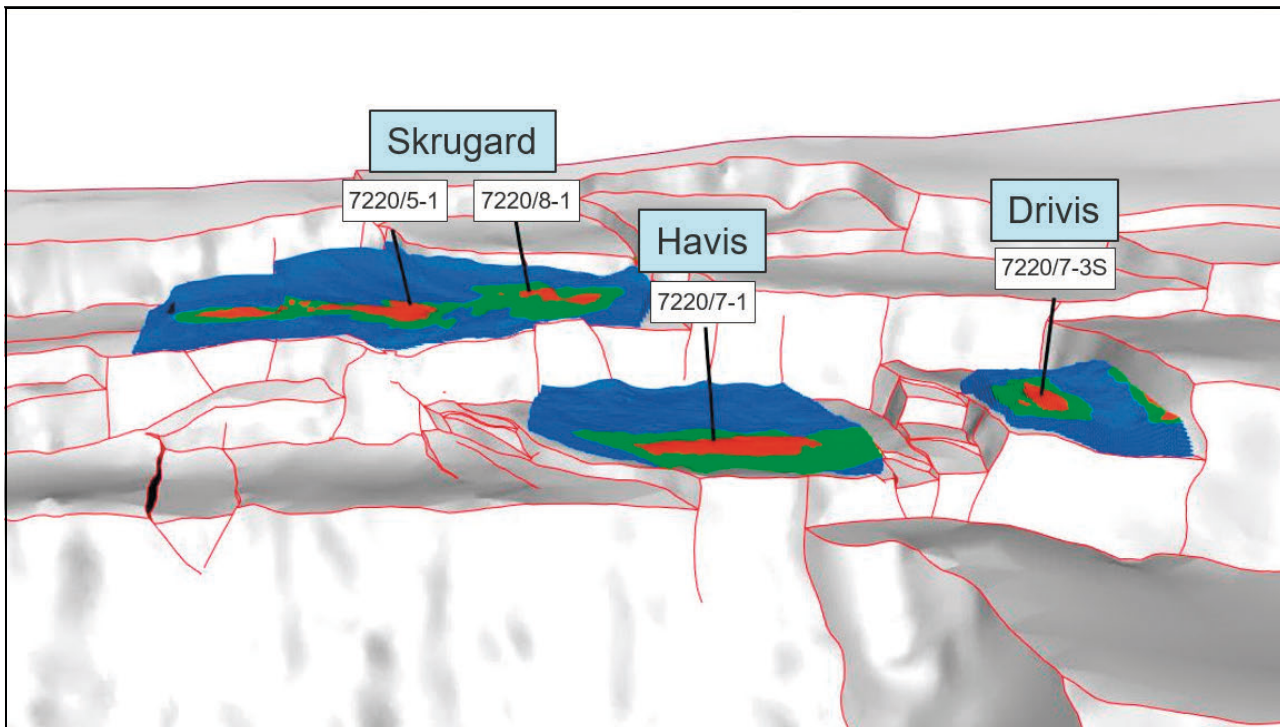
3.2 Ressurser og produksjon

Grunnlaget for Johan Castberg-utbyggingen er oljeressurser i tre separate funn, Skrugard (7220/8-1), Havis (7720/7-1) og Drivis (7220/7-3 S). Utrekningene av disse vil danne grunnlaget for området som er omfattet av plan for utbygging og drift av Castberg-feltet.

Reservoaregenskapene er generelt gode. Utvinnbare oljereserver for Castberg-feltet er beregnet til 88,7 mill. Sm³. Dette tilsvarer 558 mill. fat olje og gir en utvinningsgrad på 51 pst. Planlagt produksjonsstart er 4. kvartal 2022, og forventet produksjonsperiode er 30 år. Produksjonskapasiteten er 30 000 Sm³ olje per dag eller i underkant av 190 000 fat olje.

Den valgte dreneringsstrategien på feltet er horisontale produksjonsbrønner og trykkstøtte

¹ Styret i Statoil har foreslått å endre navnet på selskapet til Equinor. Forslaget til nytt navn vil bli fremmet til Statoils generalforsamling 15. mai 2018.



Figur 3.2 Reservoarene i Johan Castberg-feltet

Kilde: Statoil

ved hjelp av gass- og vanninjeksjon. Produsert vann planlegges reinjisert i kombinasjon med sjøvann. De påviste gassressursene brukes til injeksjon og er ikke inkludert i basisestimatet for utvinnbare reserver. Dersom det finnes en lønnsom løsning, kan gassen produseres og eksporteres mot slutten av feltets levetid. Gassressursene inngår i potensialet for økt utvinning, som samlet er anslått til om lag 27 mill. Sm³ oljeekvivalenter, hvorav om lag halvparten er gass. Dette tilsvarer om lag 170 mill. fat oljeekvivalenter.

3.3 Utbyggingsløsning

Castberg-feltet planlegges utbygd med et flytende produksjons- og lagerskip og et havbunnsanlegg. Havbunnsanlegget består av ti standard bunnrammer med fire brønnsliiser på hver ramme (antallet åpninger det kan kobles brønner opp mot) og to enkeltstående brønner (satellitter), samt strømningsrør og kontrollkabler som knyttes opp til produksjonsskipet via fleksible stigerør. Det skal bores til sammen 30 brønner, hvorav 18 produsenter, åtte vanninjektorer og fire gassinjektorer.

Det er 12 ledige brønnsliiser som kan benyttes til økt utvinning. Havbunnsanlegget er tilrettelagt for å koble til ytterligere bunnrammer.

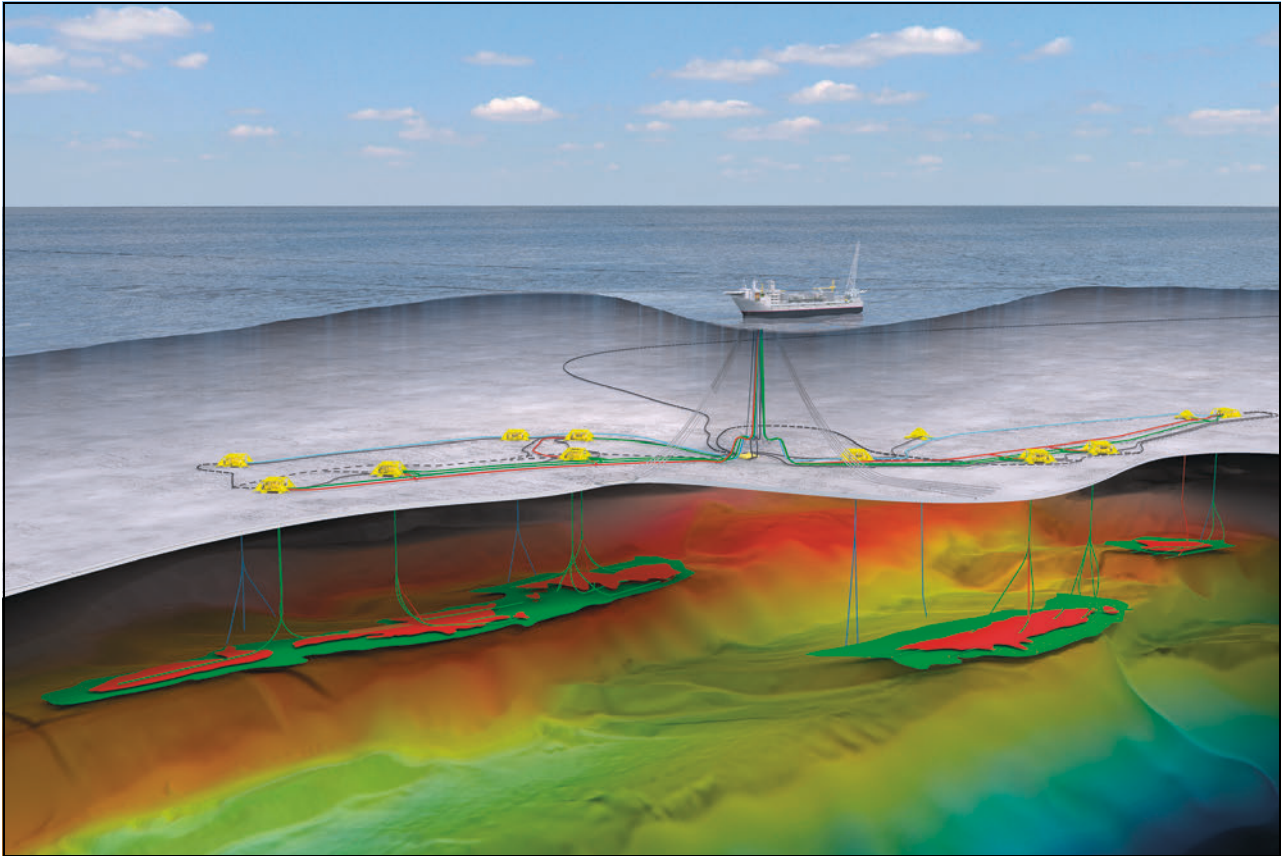
Feltinstallasjonene er designet med teknisk levetid på 30 år, med unntak av stigerør, rørledninger, kontrollkabler og utbyttbart undervannsutstyr, som har teknisk levetid på 25 år.

Hovedfunksjonen til produksjonsskipet er å motta brønnstrømmen fra havbunnsanlegget, separere olje, gass og vann, lagre den stabiliserte oljen og reinjisere gass og vann i reservoarene.

Produksjonsskipet vil bli 295 meter langt og 55 meter bredt. Skipet forankres med ankerliner til en dreieskive, hvor stigerørene også kobles til. Skipet kan dreie fritt rundt sin egen akse og vil ligge med baugen mot været. Totalvekten på skipet er beregnet til om lag 83 000 tonn, hvorav vekten på plattformdekket og dreieskiven er henholdsvis 17 500 og 7 800 tonn.

Produksjonsskipet har en plass- og vektreserve på 2 500 tonn, som kan brukes for fremtidig prosessutstyr og eventuell fremtidig import av kraft. Skipet har ti ledige stigerørssliiser og er tilrettelagt for innfasing og prosessering av tilleggsressurser, samt gasseksport.

Omfattende datainnsamling og analyse av meteorologiske data og undersøkelser av havbunnen danner grunnlaget for rettighetshavernes valg av design og drifts- og beredskapsstrategi. Videre har erfaringsoverføring fra andre utbygginger langt nord, både nasjonalt og internasjonalt.



Figur 3.3 Utbyggingsløsning for Johan Castberg-feltet

Kilde: Statoil

nalt, og felt med lignende produksjonsskip blitt vektlagt.

Ved planlagt oppstart blir Castberg-feltet verdens nordligste utbygging til havs, men de operasjonelle utfordringene på Castberg-feltet er ikke vesentlig annerledes enn lengre sør på norsk sokkel. Nye operasjonelle element som må tas hensyn til er polare stormer, utfordringer knyttet til beredskap som følge av store avstander og mulighet for drivende havis i ekstremår. Hensynet til dette er ivaretatt i utbyggingsløsningen.

Produksjonsskipets bærende konstruksjon og forankringssystem er designet for å kunne håndtere eventuell drivende havis. Statistisk er det estimert at dravis ved Castberg-feltet vil opptre en gang per 10 000 år. Det skal etableres et overvåkingssystem der isforholdene overvåkes kontinuerlig. Dersom drivende havis opptrer om lag 60 km nord for produksjonsskipet (73°N) og er varslet å bevege seg videre sørover, vil produksjonen stanses og ikke gjenopptas før det igjen er tilstrekkelig avstand.

På produksjonsskipet er boligkvarteret og helikopterdekket lokalisert forut, mens fakkeltårnet, lossesystemet og kraftgenerering er lokali-

sert akterut. Hovedprosessområdet er plassert i midten.

Castberg-feltets kraftbehov vil bli dekket av gassturbiner på produksjonsskipet. To gassturbiner på 33 MW vil dekke behovet for elektrisk kraft. Kompressor for gassinjeksjon drives mekanisk av en egen gassturbin på 40 MW. Varmebehovet dekkes av tre varmegjenvinningsenheter, som gjenbraker varme fra eksosgassen på gass-turbinene. Dette gir en høy total energivirkningsgrad, estimert til 63 pst.

Mesteparten av den elektriske kraften benyttes til å drive prosessanlegget. Effektbehovet for elektrisk kraft er maksimalt 50 MW, mens gjennomsnittlig behov er 25–30 MW over produksjonsperioden. For gassinjeksjonen er effektbehovet maksimalt 40 MW og gjennomsnittlig 30 MW. På grunn av lav reservoartemperatur kreves det mye varme for å varme opp brønnstrømmen. I tillegg har innretningen et stort varmebehov på grunn av klimatiske forhold. Maksimalt effektbehov for varme er 70 MW og gjennomsnittlig 40 MW.

Produksjonsskipet kan lagre 1,1 mill. fat olje. Oljen lastes over til skytteltankere. Skytteltan-



Figur 3.4 Produksjons- og lagerskipet

Kilde: Statoil

kerne vil være tilpasset de klimatiske forholdene og planlegges med en kapasitet på 850 000 fat olje.

Boligkvarteret er designet med 120 lugarer, hvor 20 av lugarene er utstyrt med vendbare senger. Dette muliggjør en bemanning på 140 personer for eksempel i installasjonsfasen og under revisjonsstanser. Normal bemanning på produksjonsskipet forventes å være om lag 90 personer fordelt over tre skift.

Operatøren planlegger å legge driftsorganisasjonen til Harstad og helikopter- og forsyningsbasen til Hammerfest.

3.4 Investeringer og lønnsomhet

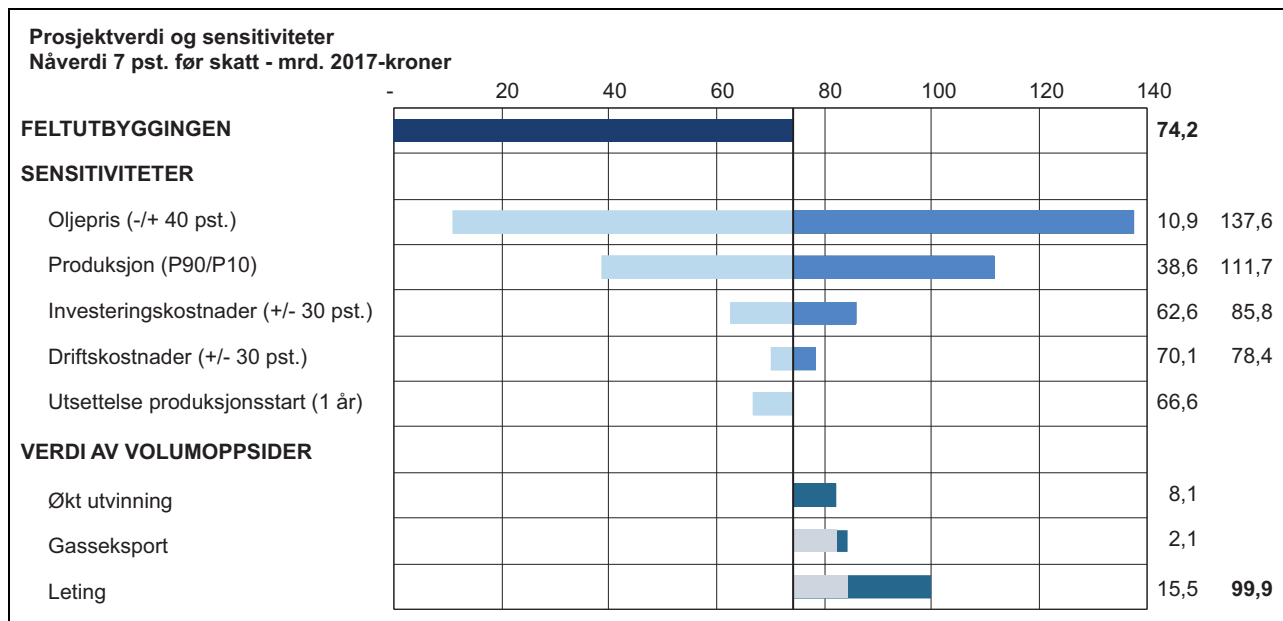
Totale, forventede investeringer til utbygging av Castberg-feltet beløper seg til 47,2 mrd. 2017-kroner, med produksjonsskipet (om lag 25 mrd.), havbunnsanlegget (om lag 11 mrd.) og brønner (om lag 10 mrd.) som de tre store elementene. De forventede årlige driftskostnadene vil i gjennomsnitt være om lag 1,3 mrd. 2017-kroner.

Det er usikkerhet i estimatene for investeringskostnader. Operatøren anslår med en sikkerhet på 80 pst. at de faktiske investeringskostnadene vil ligge mellom 20 pst. under og 20 pst. over forventningsestimatet.

Utbyggingen har høy forventet lønnsomhet og er robust mot lave oljepriser. Forventet nåverdi før skatt er av operatøren beregnet til 74,2 mrd. 2017-kroner². Balanseprisen belyser hvor robust et prosjekt er mot lavere markedspriser. Balanseprisen er den gjennomsnittlige fremtidige oljepris et petroleumfelt må oppnå for å dekke alle fremtidige kostnader og samtidig gi en gitt forrentning av kapitalen. Balanseprisen for Castberg-prosjektet før skatt, med syv pst. realavkastning, er beregnet til 31 US dollar per fat olje.

Utbyggingsprosjekter står overfor en rekke usikkerhetsfaktorer av blant annet geologisk, teknologisk, prosjektgjennomføringsmessig og markedsmessig art. Operatøren har gjennomført sensitivitetsanalyser for blant annet endringer i driftskostnader, investeringer, oljepris, utvinnbare reserver og forsinkelser, jf. figur 3.5. Analysen viser at nåverdien forblir positiv for alle de testede nedsidene og er således robust overfor endringer. Operatøren har også vurdert verdien

² Nåverdiberegningene er foretatt med en oljepris på 78 USD-2017 per fat i 2022 med en jevn, årlig økning til 83 USD-2017 i 2030 og deretter flat pris. Forutsatt dollarkurs er 8,2 NOK/USD i 2017, 7,3 NOK/USD i 2018, 6,6 NOK/USD i 2019 og 6,0 NOK/USD fra 2020 og fremover. Forutsatt diskonteringsrente er syv pst. Balanseprisen og sensitivitetsanalysene baserer seg på samme dollarkurs og diskonteringsrente.



Figur 3.5 Operatørens sensitivitetsberegning

Kilde: Statoil

av mulige oppsider i feltet når det gjelder økt utvinning, gasseksport og letepotensialet rundt feltet. Analysen viser at det er et betydelig potensial for å realisere ytterligere verdier.

Lønnsomheten i prosjektet er mest følsom for endringer i oljepris, utvinnbare reserver og investeringskostnader. Sensitivitetsanalysen og balanseprisen viser at prosjektet tåler en betydelig lavere oljepris enn dagens nivå. Utbyggingen er i så måte også robust mot eventuelt lavere oljepris enn forventet som følge av klimatiltak (klimarisiko).

På kostnadssiden er lønnsomheten mest følsom for endringer i investeringene. Endringer i driftskostnadene gir relativt sett små utslag i prosjektets lønnsomhet. Dette innebærer at størsteparten av risikoen knyttet til kostnader er tatt ut ved produksjonsstart, og at prosjektet er meget robust mot eventuelt langsiktige endringer i kostnadsbildet. Hovedkomponentene i driftskostnadene er anleggsdrift, vedlikehold av brønner og utslippskostnader for CO₂ og NO_x.

3.5 Vesentlige kontraktmessige forpliktelser

I medhold av petroleumsloven § 4-2 femte ledd skal vesentlige kontraktmessige forpliktelser ikke inngås og byggearbeid ikke påbegynnes, før PUD er godkjent, med mindre departementet samtykker til dette. Eventuelle vesentlige kon-

traktmessige forpliktelser som inngås før godkjenning av PUD skal ha kanselleringsklausuler.

Et samtykke til kontraktinngåelse eller påbegynt byggearbeid legger ikke føringer for myndighetenes behandling av PUD. Myndighetene vurderer planen uavhengig av inngåtte kontraktmessige forpliktelser og påbegynt byggearbeid. Rettighetshaverne har det fulle ansvar for den økonomiske risiko som inngåelse av kontrakter eller påbegynt byggearbeid før godkjent PUD innebærer, herunder hvis myndighetene endrer eller unnlater å godkjenne PUD.

Det er en fordel at rettighetshaverne jobber tett med leverandørene gjennom hele prosjektløpet. Tidlig involvering av leverandørene bidrar til mer presise kostnadsestimater ved investeringsbeslutning og innlevering av PUD, samt lavere risiko for overskridelser og forsinkelser i utbyggingfasen. For å holde kontinuitet i prosjektløpet, og derigjennom legge best til rette for å gjennomføre prosjektet på kost og tid, vil det derfor ofte være viktig for utbygger å kunne inngå vesentlige kontraktmessige forpliktelser før PUD er godkjent.

Rettighetshaverne i Castberg-feltet har søkt om å få tildele kontrakter før PUD er godkjent for å sikre et godt grunnlag for investeringsbeslutningen, en god prosjektgjennomføring og en effektiv feltutbygging. Inngåelse av kontrakter på et tidlig tidspunkt er avgjørende for å rekke planlagt produksjonsstart i 4. kvartal 2022. Utsettelse av opp-

start vil innebære kostnadsøkninger og svekket lønnsomhet i prosjektet.

En del komponenter og mange av utstyrsmodulene har lang leveringstid og skal bygges inn i produksjonsskipet i en spesiell sekvens. Innkjøpspakker og materialer representerer nøkkelinformasjon fra de ulike leverandørene, som det er nødvendig å ha på plass på et tidlig tidspunkt for at innretningen skal kunne bygges på en trygg og effektiv måte.

For å legge til rette for god prosjektgjennomføring og en effektiv feltutbygging har Olje- og energidepartementet samtykket i at rettighetshaverne kan inngå kontraktmessige forpliktelser med en antatt eksponering fram til antatt PUD-godkjenning på om lag 2,5 mrd. 2017-kroner, inkludert kanselleringskostnader. Totalomfang av disse kontraktene er på om lag 20,5 mrd. 2017-kroner.

En del kontrakter er allerede inngått. Alle kontraktstildelinger forutsetter godkjenning av PUD for Castberg-feltet. Aker Solutions er tildelt kontrakt for levering av produksjonssystemet på havbunnen, og prosjektering og innkjøpsledelse for overbygget på produksjonsskipet. Sembcorp Marine Rigs & Floaters Pte. Ltd er tildelt kontrakt for bygging av produksjonsskipets skrog med integrert boligkvarter, mens Kværner er tildelt kontrakt for bygging og sammenstilling av de ti modulene samt et fakkeltårn og en sentral rørgate, til overbygget på produksjonsskipet. Kontrakt for dreieskiven på produksjonsskipet er tildelt til SBM Offshore.

3.6 Områdevurdering

Castberg-feltet ligger i et område med lite infrastruktur. Det er per i dag to andre felt i Barentshavet, Snøhvit og Goliat, som ligger henholdsvis om lag 100 km sør og 150 km sørøst for Castberg-feltet.

Castberg-feltet er dimensjonert for økt utvinning på feltet og at andre funn i området skal kunne fases inn i fremtiden. Basert på dagens forståelse av reservoarene og forventet produksjonsprofil, antas det å være kapasitet til at nye oljefunn kan fases inn fra 2026.

Vurderinger og gjennomføring av tiltak for økt utvinning vil foregå kontinuerlig gjennom hele produksjonsperioden. Hvilke tiltak som gjennomføres vil avhenge av flere faktorer, blant annet produksjonserfaringer, teknologiutvikling, kostnadsnivå og oljepris.

Gasseksport er en fremtidig forretningsmulighet som vil aktualiseres mot slutten av feltets leve-

tid. Tidspunktet for mulig gasseksport er usikkert. Dagens informasjon tilsier at bruk av etablert infrastruktur på Snøhvit-feltet til gasseksport, inkludert LNG-anlegget ved Hammerfest, kan være mulig fra 2045.

Innenfor samme utvinningstillatelse som Castberg-feltet er det ytterligere to mindre oljefunn, Skavl og Kayak, som ble påvist i henholdsvis 2013 og 2017. Begge funnene vil være teknisk mulig å koble opp til innretningene på Castberg, men produksjonspotensialet er ikke endelig avklart.

Det er et betydelig gjenværende letepotensial i området rundt Castberg-feltet. Tidspunkt og omfang for videre leteboring vurderes av rettighetshaverne i aktuelle utvinningstillatelser.

3.7 Nærmere om en mulig omlastningsterminal for råolje

På Castberg-feltet skal råoljen lastes fra produksjonsskipet over til skytteltankere for videre transport. En omlastningsterminal for råolje på land i Finnmark har vært lansert som en mulig del av en lønnsom transportløsning for olje ut av Barentshavet. Skal en slik omlastningsterminal for råolje på land i Finnmark realiseres, er en nødvendig, men ikke tilstrekkelig forutsetning, en større samlet oljeproduksjon enn den fra Castberg-feltet. Uten dette vil ikke en slik terminal være lønnsom. En eventuell omlastningsterminal er derfor ikke en del av utbyggingsplanen for Castberg-feltet. Alternativet til en terminal er å ta oljen direkte fra feltet til markedet slik det gjøres for mange norske felt, herunder Goliat-feltet.

På initiativ fra Statoil – som operatør for Castberg-feltet, ble fellesprosjektet Barents Sea Oil Infrastructure (BSOI) etablert i februar 2015 for å utrede en slik omlastningsterminal. Fellesprosjektet er et samarbeid mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsene som omfatter Goliat- og Castberg-feltene, samt Alta/Gohta- og Wisting-funnene. Arbeidet ledes av Statoil, mens operatørene for Goliat-feltet (Eni) og funnene Alta/Gohta (Lundin) og Wisting (OMV) deltar aktivt i prosjektet. Prosjektets formål er å utvikle en kostnadseffektiv flerbruks omlastningsterminal for råolje på Veidnes i Nordkapp kommune, som skal kunne bli en del av en eksportrute for olje ut av Barentshavet. For at en eventuell uavhengig råoljeterminal skal være klar til å ta imot oljen fra Castberg-feltet fra produksjonsstart i 2022, har prosjektet lagt til grunn at etablering av en slik terminal må besluttes i 2019.

Statoil og BSOI-partnerne har grundig utredet to ulike terminalkonsepter på Veidnes siden 2015. I mars 2018 konkluderte selskapene med at de to ulike terminalkonseptene som er studert gir begrensede reduksjoner i transportkostnader for olje ut fra Barentshavet og usikre øvrige verdiskapingsbidrag i forhold til transport direkte fra feltene til markedet. Videre vil de studerte konseptene medføre høye investeringskostnader og betydelige driftskostnader. Dette sammen med volumet av råolje som kan forventes å bruke en slik eventuell terminal, gjør at det ikke er samfunnsmessig eller industrielt lønnsomt å gå videre med de to studerte terminalkonseptene.

Selskapene ønsker derfor i stedet å se på alternative muligheter, blant annet en nedskalert omlastningsterminal i kombinasjon med en eventuell skip-til-skip løsning i Sarnesfjorden. De vil bygge videre på det arbeidet som allerede er gjort med å finne en optimal infrastrukturløsning for oljeomlastning i Barentshavet. En industriutvikling som inkluderer terminal er avhengig av lønnsomhet og volumer. Planlagt leteaktivitet fremover vil også gi ny informasjon om det totale

volumgrunnlaget. Det utarbeides nå et konkret arbeidsprogram for denne aktiviteten med sikte på å avklare et videre konseptarbeid i løpet av 4. kvartal 2018.

En utredning av flere alternativer vil ikke forringe muligheten for å ta olje fra Castberg-feltet til en eventuell fremtidig terminal, selv om det skulle medføre at en eventuell løsning ikke er på plass til produksjonsstart i 2022.

3.8 Disponering av innretningen

Disponeringskostnadene for Castberg-feltet er estimert til åtte mrd. 2017-kroner. Nedstenging og disponering av feltets innretninger og brønner vil bli utført i henhold til gjeldende regelverk på det aktuelle tidspunkt. En løsning for disponering av feltets innretninger vil bli beskrevet i avslutningsplanen, som skal leveres til myndighetene tidligst fem år, men senest to år før bruken av innretningene er ventet å bli avvirket.

4 Konsekvensutredning for Johan Castberg-feltet

4.1 Innledning

Konsekvensutredningen for Castberg-feltet har vært på offentlig høring. Forslaget til program for konsekvensutredning ble oversendt høringsinstansene 13. september 2016, med høringsfrist 31. oktober 2016. Basert på forslaget og kommentarer fra høringsrunden fastsatte Olje- og energidepartementet utredningsprogrammet 4. april 2017.

Operatøren, Statoil, har på bakgrunn av det fastsatte utredningsprogrammet utarbeidet en konsekvensutredning som ble sendt på høring 30. juni 2017, med høringsfrist 25. september 2017. Høringsfristen ble forlenget for enkelte instanser til 12. oktober 2017. En oppsummering av høringsuttalelsene til konsekvensutredningen med operatørens kommentarer er gjengitt i vedlegg 1. I dette kapitlet beskrives hovedtrekkene i konsekvensutredningen.

Utbyggingen ventes ikke å ha negative konsekvenser av betydning for naturressurser og miljø. En rekke tiltak for å ivareta miljøhensyn ligger til grunn for utbyggingsplanen. Investeringene i Castberg-feltet og inntektene til rettighetshaverne, leverandørene og staten vil ha positive virkninger for samfunnet. Prinsippene i naturmangfoldloven §§ 8-10 er reflektert, blant annet gjennom departementets vurdering av konsekvensutredningen, samt supplerende informasjon fra operatøren, og vil bli fulgt opp i gjennomføringen av prosjektet.

4.2 Utslipp til luft

Utbygging og drift av Castberg-feltet vil medføre utslipp til luft av CO₂ (karbondioksid), CH₄ (metan), nmVOC (flyktige organiske forbindelser unntatt metan), NO_x (nitrogenoksider), SO_x (sveloksider), svart karbon og partikler. De største utslippene er i form av CO₂, NO_x og nmVOC.

Totale utslipp i utbyggingsfasen vil være om lag 197 000 tonn CO₂, 3 300 tonn NO_x og 280 tonn nmVOC. Dette stammer hovedsakelig fra bore- og brønnoperasjoner, marine operasjoner ved instal-

lasjon av havbunnsanlegget og transportvirksomhet i utbyggingsfasen.

I driftsfasen vil majoriteten av utslippene stamme fra kraftgenerering ved gassturbiner. Det vil også være diffuse utslipp fra prosessutstyr på produksjonsskipet og sikkerhetsmessig behov for fakling av gass, samt fra tilknyttet virksomhet i form av skytteltankere, helikopter og forsyningsbåter. Drift av feltet forventes å medføre årlige gjennomsnittlige utslipp på om lag 315 000 tonn CO₂, 540 tonn NO_x og 140 tonn nmVOC.

Aktiviteten på feltet vil være omfattet av kvoteplikt under det europeiske kvotesystemet (ETS). Rettighetshaverne vil måtte kjøpe utslippskvoter for sine utslipp. I et slik system kan utslippene kun reduseres ved å redusere antallet kvoter som utstedes. I tillegg vil det bli betalt CO₂- og NO_x-avgift som for andre utslipp fra petroleumssektoren.

Valg av løsninger og utstyr for å minimere utslippene til luft er basert på analyser av beste tilgjengelige teknikker (BAT).

Operatøren har som alternativ til lokal kraftgenerering ved gassturbiner, utredet muligheten for helt eller delvis å dekke behovet for kraft og varme gjennom tilførsel av kraft fra land eller fra havvindmøller. En løsning basert på havvindmøller er per i dag for umoden og kostbar teknologi til å kunne tas i bruk på Castberg-feltet.

Det er store tekniske utfordringer ved en kraft fra land-løsning, hovedsakelig på grunn av 240 km avstand til land. Likestrømsteknologi er en egnet teknisk løsning for overføring av kraft over store avstander. Per i dag eksisterer det imidlertid ikke kvalifisert teknologi for å overføre likestrøm direkte inn på et produksjonsskip. Det medfører at en slik løsning vil kreve en kostbar omformerstasjon på en egen, dedikert plattform ved siden av produksjonsskipet. Vekselstrømsteknologien er velkjent, men blir teknisk og operasjonelt utfordrende jo større avstanden mellom land og felt er, og jo større kraftmengde som skal overføres. En vekselstrømsløsning til Castberg-feltet vil kreve en teknologikvalifiseringsprosess på grunn av den lange avstanden til land. En kraft fra land-løsning til Castberg-feltet ville tatt en vesentlig del av ny

nettkapasitet i regionen, og i så måte begrense muligheten for annen forbruksøkning.

Tilleggsinvestering ved en kraft fra land-løsning er anslått til 8–12,5 mrd. kroner avhengig av løsning, med tilhørende tiltakskostnad på 5000–8000 kroner per tonn redusert CO₂.¹

Den høye tiltakskostnaden og de store tekniske utfordringene tilsier at tiltaket ikke er hensiktsmessig å gjennomføre. Operatøren har derfor lagt til grunn en løsning der gassturbiner dekker kraftbehovet til elektrisk drevet utstyr og gasinjeksjon, mens behovet for varme til prosessanlegget dekkes ved å gjenvinne varme fra gassturbineksosen. Samlet vil dette gi god energitnyttelse med en virkningsgrad på 63 pst.

Rettighetshavernes valgte løsning innebærer også fysisk å tilrettelegge skipet for eventuell fremtidig import av kraft. Dersom fremtidig utvikling i området eller teknologi skulle vise at kraft fra land eller fra fornybar havbasert energi er et hensiktsmessig tiltak, vil det være mulig å bruke vekselstrømsteknologi til å dekke behovet for elektrisk kraft.

Det vil benyttes gassturbiner med lav-NO_x-teknologi, som vil bidra til å begrense utslipp av NO_x. Rettighetshaverne vil ha kontinuerlig oppmerksomhet på energieffektivisering og vurdere ulike tiltak for å minimere energiforbruket og derigjennom redusere utslippene som følge av kraftgenerering.

Fakling vil ikke forekomme under normal drift. Fakling benyttes når anlegget må trykkavlastes og tømmes for gass av sikkerhetshensyn. Fakling kan også forekomme i perioder ved oppstart av anlegget etter at gassinjeksjonssystemet har vært ute av drift, spesielt i utbyggings- og oppstartsfasen før anlegget er godt innkjørt. Det er lagt opp til gjenvinning av gass fra separatore/tanker (fakkelgassgjenvinning), slik at utslipp fra fakling minimeres.

Det vil bli installert et anlegg for gjenvinning av nmVOC og metan fra lagertankene på produksjonsskipet. Utslipp fra dette anlegget vil kun forekomme hvis det er nødvendig av sikkerhetshensyn. Driftsregulariteten antas å være høyere enn 95 pst. Det vil også installeres gjenvinningsanlegg for håndtering av nmVOC ved lasting av olje til skytteltanker. Operatøren vurderer de valgte løsningene for håndtering av nmVOC og metan som beste tilgjengelige teknikker (BAT). Et program for å overvåke og utbedre diffuse lekkasjer vil bli benyttet i driftsfasen.

¹ Tiltakskostnaden er beregnet med 5 pst. diskonteringsrente.

4.3 Utslipp til sjø

Castberg-feltet ligger i sørvestre del av Barentshavet, nord for Tromsøflaket og Eggakanten og sør for iskanten og polarfronten som i forvaltningsplanen for Lofoten-Barentshavet er pekt ut som spesielt miljøfølsomme. Feltet ligger 210 km sør for Bjørnøya og omtrent 190 km fra sørspissen av naturreservatet rundt øya. Det er ikke funnet korallrev på Castberg-feltet, og det er kun registrert få og spredte forekomster av svamp.

Det vil være noe utslipp til sjø i forbindelse med boring og ferdigstillelse av brønnene på Castberg-feltet. Utslipp til sjø vil i hovedsak være borekaks og borevæske fra boring med vannbasert borevæske og unntaksvis produsert vann.

Borekaks er utboret steinmasse, bestående av partikler i ulike størrelser som fjernes fra borehullet etter hvert som brønnen bores. Under boring av brønner blir det benyttet borevæske for å frakte ut borekaks, smøre og kjøle borekronen, og for å kontrollere trykket i brønnen.

Ved boring av de øverste brønnseksjonene vil det bli benyttet vannbasert borevæske. I de mer krevende brønnseksjonene lenger nede vil det bli benyttet oljebasert borevæske. Ved boring av reservoarseksjonene i brønnene blir det benyttet oljebasert borevæske for produsentene og gassinjektorene, og vannbasert borevæske for vanninjektorene.

Kjemikalierne som er planlagt benyttet i borevæsken er klassifisert som grønne i Miljødirektoratets klassifiseringssystem. I hydraulikkvæske for å operere ventiler på havbunnen og i testing av rørledninger vil det bli brukt gule kjemikalier. Gule og grønne kjemikalier regnes ikke som miljøskadelige.

Det er laget en væskegjenvinningsplan for boreoperasjonene. Brukt vannbasert og oljebasert borevæske som kan brukes på nytt, vil bli sendt til land for gjenvinning. Borekaks fra seksjoner boret med oljebasert borevæske vil bli transportert til land for behandling, gjenvinning av baseolje og godkjent slutt disponering av borekaks.

Borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske vil slippes ut og deponeres lokalt på sjøbunnen. Fra den øverste seksjon pumpes borekaks bort fra selve borestedet. De resterende mengdene slippes ut fra boreriggen. Det er estimert at det i løpet av boreperioden vil slippes ut i overkant av 34 200 tonn borekaks og 10 600 kubikkmeter vannbasert borevæske. Effektene på bunnmiljøet av disse utslippene er vurdert å være

liten. Det er videre ikke sannsynlig at utslippene vil ha noen effekt på fisk i området.

Produsert vann er formasjonsvann som følger med brønnstrømmen fra reservoaret, og som derfra kan inneholde uorganiske salter, tungmetaller og organiske stoffer, inklusive dispergert olje og tilsatte kjemikalier.

Alt produsert vann på Castberg-feltet vil i normalsituasjonen renses og deretter injiseres i reservoaret for å opprettholde trykket. I de tilfeller hvor injeksjonsanlegget er nede eller at det er utfordringer med injektiviteten i brønnene, slippes produsert vann til sjø etter rensing. Operatøren legger til grunn at injeksjonsanlegget er tilgjengelig 95 pst. av tiden.

Oljeinnholdet i produsert vann som slippes til sjø skal være så lavt som mulig og skal ikke overstige 30 mg olje per liter vann som veid gjennomsnitt for en kalendermåned, jf. aktivitetsforskriften § 60.

Rensing av produsert vann på Castberg-feltet vil bli utført med beste tilgjengelig teknikker (BAT). Renset produsert vann er antatt å ha en gjennomsnittlig oljekonsentrasjon på 15 mg/liter. En eventuell vesentlig lavere oljekonsentrasjon vil kreve redesign av hele renseanlegget og teknologi som per i dag ikke er kvalifisert for bruk offshore. Dette vil medføre en høy risiko for økte kostnader og forsinkelse av gjennomføringsplanen.

Akutte utslipp til sjø kan komme fra utblåsninger fra feltinnretninger under boring eller drift, lekkasjer fra rør, lekkasjer fra undervannsinstallasjoner, prosesslekkasjer eller lekkasjer fra skytteltankere eller lasteoperasjoner. Operatøren planlegger å installere et system for automatisk oppdagning av olje til sjø.

Et uhellsutslipp av olje fra Castberg-feltet representerer størst miljørisiko for sjøfugl og høyest for lunde i hekkesesongen. Miljørisiko for andre dyregrupper og sensitive habitater er beregnet som liten, og konsekvens for disse dersom et utslipp skulle skje, vurderes også som begrenset. Miljørisikoanalysen viser at miljørisikoen for boring og produksjon av Castberg-feltet er innenfor operatørens akseptkriterier.

I planlegging og dimensjonering av oljevernberedskapen er det tatt høyde for klimatiske forhold, og feltets plassering i et område langt fra land. For å møte responstiden vil det være tilgjengelige oljevernressurser om bord på et dedikert beredskapsfartøy på feltet.

Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO) står for den operative delen av beredskapen. NOFO har utstyr på depot langs kysten og

egne avtaler med fiskefartøy for å drive kystnær oljevernberedskap. Operatøren planlegger å ha 15 fartøy fra NOFO for mekanisk oppsamling til å håndtere et eventuelt utslipp til havs. For å håndtere et eventuelt utslipp i kyst- og strandsonen planlegger operatøren å ha fire fjordsystemer og fire kystsystemer fra NOFO.

En utilsiktet gasslekkasje er i større grad en sikkerhetstrussel enn en miljøtrussel. Det vil installeres systemer for deteksjon av gass og tiltak som ivaretar sikkerheten.

4.4 Arealbeslag og fysiske inngrep

Det vil bli opprettet en sikkerhetssone i henhold til gjeldende regelverk rundt produksjonsskipet, med utstrekning på 500 meter regnet ut fra skipets ytterpunkter der denne til enhver tid befinner seg. Det vil bli opprettet en sikkerhetssone på 500 meter med forbud mot fiske med bunnredskap og oppankring rundt alle bunnrammer/satellitter.

Castberg-feltet ligger i et område med lite fiskeriaktivitet. Området som berøres av feltutbygging og drift er lite egnet for fiske med bunnredskaper på grunn av bunnforholdene som preges av brede og dype isskuremerker. Det forventes derfor heller ikke fiske med bunntål i fremtiden.

Det foregår moderat fiske med konvensjonelle redskaper i området. I hovedsak er dette et fiske med autoline, et fiske som foregår over store områder. For denne fartøygruppen vil det kunne være mindre operasjonelle ulemper som følge av at de må ta hensyn til sikkerhetssonen rundt produksjonsskipet, samt mobile rigger ved brønnoperasjoner og fartøy som brukes i installasjonsperioden.

Castberg-feltet ligger utenfor hovedstrømmene for skipstrafikk i Barentshavet.

Det har ikke blitt identifisert koraller eller andre sårbare arter på havbunnen på selve feltlokkasjonen under de kartleggingene som har blitt gjennomført.

4.5 Samfunnsmessige konsekvenser

Utbyggingen av Castberg-feltet vil skape store verdier til fellesskapet. I tillegg til inntekter til staten gjennom skatter, avgifter og SDØE-ordningen vil utbyggingen medføre betydelige aktiviteter i forbindelse med utbygging og drift, samt gi inntekter og sysselsetting for norsk industri.

Samlede kostnader for utbygging og 30 års drift av Castberg-feltet (inkludert disponerings-

kostnader) er om lag 95 mrd. kroner. Samlede forventede inntekter er beregnet til om lag 270 mrd. kroner. Begge disse tallene er i faste 2017-kroner, men er udiskonterte størrelser.

Forventet nåverdi før skatt, neddiskontert med syv pst. realrente, er beregnet til 74,2 mrd. 2017-kroner. Prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt, og størsteparten av dette overskuddet tilfaller det norske samfunnet i form av skatteinntekter og kontantstrøm fra SDØE.

Castberg-utbyggingen utgjør en betydelig andel av investeringene på norsk sokkel i årene fremover, og er derfor svært viktig for norsk leverandørindustri til petroleumsvirksomheten. Basert på tidligere utbyggingsprosjekter på norsk sokkel er det beregnet at norsk andel av vare- og tjenesteleveringen til utbyggingen av Castberg-feltet vil være omtrent halvparten. For driftsperioden, som er anslått til å vare i 30 år, er andelen beregnet til å være vel 80 pst. Disse tallene representerer leveranser fra norske leverandører og underleverandører, ikke kontraktsverdier i seg selv. En norsk leverandør kan bruke en utenlandsk underleverandør, og det utenlandske bidraget blir da fratrukket. Tilsvarende kan en utenlandsk leverandør bruke en norsk underleverandør, og det norske bidraget vil da inngå i den norske andelen.

Utbyggingen vil også gjennom konsumvirkninger kreve arbeidsinnsats hos leverandørene og underleverandørene. Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen er i konsekvens-

utredningen beregnet til om lag 47 000 årsverk i norske bedrifter, fordelt over de åtte årene fra 2017–2024. Av disse årsverkene er om lag 70 pst. antatt å komme fra leverandørbedrifter og deres underleverandører, og resterende årsverk kommer fra de omtalte konsumvirkningene. I driftsperioden er nasjonale sysselsettingsvirkninger beregnet til i overkant av 1 700 årsverk i et normalt driftsår.

Utbyggingen av feltet vil gi positive ringvirkninger for Nord-Norge i utbyggingsfasen og særlig i driftsfasen. Operatøren er opptatt av å ha god kontakt med regionalt næringsliv gjennom hele prosjektperioden og videre inn i driftsfasen.

Operatøren har beregnet at 6,5 pst. av den nasjonale verdiskapingen i utbyggingsfasen kommer regionalt i Nord-Norge. Samlede regionale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen er beregnet til om lag 1 750 årsverk, hvorav i overkant av 700 årsverk i Nord-Troms og Finnmark.

Det er beregnet at 40 pst. av den nasjonale verdiskapingen i driftsfasen kommer regionalt i Nord-Norge. Årlige regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen er beregnet til om lag 470 årsverk i et normalt driftsår, hvorav 265 årsverk i Nord-Troms og Finnmark.

I henhold til etablert praksis skal operatøren senest to år etter at feltet er satt i produksjon gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.

5 Myndighetenes vurdering av plan for utbygging og drift av Johan Castberg-feltet

5.1 Arbeids- og sosialdepartementets vurdering

Arbeids- og sosialdepartementet har innhentet Petroleumstilsynets vurdering av om planene for utbygging av Castberg-feltet er i tråd med HMS-regelverket.

Petroleumstilsynets konklusjon er at de fremlagte løsningene kan utvikles i tråd med regelverkets krav. Petroleumstilsynet påpeker at produksjonsskipet er designet med en teknisk levetid på 30 år, mens stigerør, feltrørledninger, kontrollkabler og undervannsutstyr er designet med teknisk levetid på 25 år. Det vises til at regelverket ikke pålegger operatøren en plikt å søke om levetidsforlengelse for dette utstyret alene. Det er ikke ønskelig at utstyret vil kunne benyttes utover designet levetid, uten at det er krav om å igangsette en samtykkeprosess. Tilsynet ber derfor om at PUD for Castberg-feltet godkjennes med et vilkår om at operatøren må søke om samtykke til bruk av dette utstyret ut over den levetiden som er beskrevet i søknaden og som utløper etter 25 år.

Arbeids- og sosialdepartementet legger til grunn at operasjoner som innebærer direkte kontakt med og styring av brønnstrøm skal skje i tråd med regelverket, og viser til at operatøren og Petroleumstilsynet har kontakt om aktuelle løsninger.

Arbeids- og sosialdepartementet har ingen ytterligere merknader til planene og anbefaler at PUD for Johan Castberg-feltet godkjennes med følgende vilkår:

- Operatøren må søke Petroleumstilsynet om samtykke til bruk av stigerør, feltrørledninger, kontrollkabler og undervannsutstyr ut over den levetiden som er beskrevet i PUD.

5.2 Oljedirektoratets vurdering

Oljedirektoratet (OD) baserer sin vurdering på de mottatte planene og informasjon mottatt i møter

med operatøren og de andre rettighetshaverne, samt eget teknisk arbeid. Forhold som OD har vært opptatt av i selskapenes arbeid med utbyggingen var blant annet knyttet til reservoar-sikkerhet, permanent reservoarovervåking, dreneringsstrategi, økt utvinningspotensial og fleksibilitet i utbyggingsløsningen.

Undergrunnen

OD mener at rettighetshaverne har gjort et godt geofaglig arbeid, som er tilstrekkelig til å kunne igangsette utbygging av funnene Skrugard, Havis og Drivis. Etter ODs vurdering er funnene tilfredsstillende avgrenset, og datainnsamlingen i brønnene er god. Etter ODs vurdering er ressursberegningen utført på en grundig og pålitelig måte. Usikkerhetsspennet i tilstedeværende ressurser er relativt sett lite. Etter ODs vurdering er de beregnede usikkerhetene rimelige, sett i forhold til kompleksiteten i reservoarene og i forhold til datagrunnlaget.

Rettighetshaverne planlegger å benytte geofysisk reservoarmonitorering (GRM) for regelmessig å kunne samle informasjon om reservoarene og overliggende lag på Castberg-feltet. Dette bidrar til bedre forståelse av undergrunnen over tid. Rettighetshaverne har vurdert ulike GRM-metoder, og foreløpig lagt til grunn et konsept basert på konvensjonell teknologi. Overvåking av reservoaret ved hjelp av permanent installerte seismiske sensorer for reservoarmonitorering (permanent reservoarmonitorering, PRM) er også vurdert og anbefalt av operatøren. Sammenlignet med konvensjonelle GRM-metoder vil PRM kunne bidra til bedre forståelse av undergrunnen, og derigjennom bedre beslutningsgrunnlag for tilleggsbrønner og andre tiltak for økt utvinning.

Rettighetshaverne planlegger endelig beslutning av GRM-metode i løpet av 2018. Basert på dokumentasjonen i PUD vurderer OD at PRM-konseptet gir størst verdi over feltets levetid. OD anbefaler at det stilles vilkår til installasjon av PRM ved godkjenning av PUD.

OD er enig i den valgte dreneringsstrategien for Castberg-feltet. Etter ODs vurdering er operatørens reservoarvurderinger tilfredsstillende utført og dokumentert.

Operatøren har etter ODs vurdering gjennomført et tilfredsstillende arbeid med å kvantifisere utvinnbare volumer og tilhørende usikkerheter. Forventede utvinnbare oljereserver for Castberg-feltet er av operatøren beregnet til 88,7 mill. Sm³, noe som tilsvarer en utvinningsgrad på 51 pst. Operatøren har identifisert et potensielt tilleggs-volum på om lag 27 mill. Sm³ oljeekvivalenter, som inkluderer at gass produseres og eksporterres mot slutten av feltets levetid.

Usikkerhetene i utvinnbare reserver er primært knyttet til usikkerheten i tilstedeværende olje, permeabilitet, relativ permeabilitet, konnektivitet i deler av reservoaret, vanninjeksjonseffektivitet og kommunikasjon over forkastninger. OD vurderer usikkerhetsspennet som rimelig anslått.

Den valgte dreneringsstrategien på feltet er horisontale produksjonsbrønner og trykkstøtte ved hjelp av gass- og vanninjeksjon. Redusert vanninjeksjonseffektivitet på grunn av formasjonsskader i området rundt brønner og i reservoaret er en sentral risikofaktor i dreneringsstrategien. Operatøren har etter ODs vurdering tilfredsstillende planer for å ivareta dette. Operatøren vil ha kontinuerlig oppmerksomhet på de kritiske parameterne for å oppnå ønsket injektivitet. Dersom forkastningskommunikasjonen er dårligere enn forventet, kan enkelte av reservoarformasjonene ikke få nok trykkstøtte. OD har i utbyggingsløpet vært opptatt av at alternative løsninger for optimal drenering skulle beskrives i PUD. Operatøren har i PUD beskrevet avbøtende tiltak, dersom enkeltformasjoner ikke mottar nok trykkstøtte.

Operatøren har etter ODs vurdering på en god måte tatt hensyn til at reservoaret kan være annerledes enn forventet. Dreneringsstrategien må vurderes underveis i lys av produksjonserfaring og data fra reservoarovervåking for å sikre en optimal verdiskaping på feltet.

Castberg er et stort felt med en lang produksjonshorisont og mange muligheter for økt verdiskaping gjennom kostnadsreduksjon og økt utvinning. OD har utfordret operatøren på å utarbeide en plan for identifisering og implementering av teknologier som kan gi økt verdiskaping gjennom feltets levetid.

OD anbefaler på bakgrunn av dette at det stilles vilkår ved godkjenning av PUD knyttet til en vurdering av den valgte dreneringsstrategien og en plan for videre utvikling av ressurspotensialet i utvinningstillatelsen, herunder identifisering og

implementering av teknologier som kan gi økt verdiskaping, når rettighetshaverne har produksjonserfaring fra feltet.

Utbyggingsløsning

OD mener at den valgte utbyggingsløsningen gir god fleksibilitet til å kunne utvinne ressursene i Castberg-feltet og til å fase inn fremtidige tilleggsressurser i området. Som første infrastruktur i dette området vil feltet være en viktig byggekloss for fremtidig aktivitet sørvest i Barentshavet og videre nordover. OD har vært opptatt av at det velges en fremtidsrettet løsning som i størst mulig grad også legger til rette for å utnytte tilleggsressurser. Oljen fra Castberg-feltet planlegges lastet over til skytteltankere for transport bort fra feltet. OD har ikke, på ressursforvaltningsmessig grunnlag, innvendinger mot rettighetshavernes anbefalte lager- og lasteløsning for olje på Castberg-feltet.

Totale investeringer er betraktelig redusert i løpet av planleggingsfasen. Enkelte kostnadsestimater ligger under nivåene i ODs referansedatabase, blant annet for boring av brønner og havbunnsanlegget. Operatøren begrunner disse kostnadsestimatene med interne optimaliseringsprosesser, gode markedsutsikter og økt priskonkurranse mellom leverandører. Operatøren har hatt tett dialog med ulike leverandører i arbeidet med utbyggingsplanen. Dette bidrar til lavere risiko for overskridelser og forsinkelser i utbyggingsfasen. Inngåelse av kontrakter med leverandørene på et tidlig tidspunkt bidrar til større forutsigbarhet for kostnadene ved utbyggingen. OD vurderer kostnadsestimatene som forventningsrette med hensyn til dagens markedsnivå.

Rettighetshaverne har valgt en kontraktstrategi som innebærer oppdeling i flere kontrakter. Det forventes at oppdelingen vil bidra til å redusere kostnader, minimere planrisiko og å gjøre prosjektgjennomføringen mer fleksibel og robust. Kontraktstrategien bygger på erfaringer fra andre utbyggingsprosjekter som er gjennomført på norsk sokkel og internasjonalt.

Etter ODs vurdering er rettighetshavernes kontrakts- og gjennomføringsstrategi godt gjennomarbeidet. I planleggingsfasen fram mot PUD har OD fulgt opp overfor operatøren at god kvalitet i prosjekteringsarbeidet vektlegges tilstrekkelig, for derigjennom å legge best mulig til rette for en god prosjektgjennomføring og et godt underlag for kostnadsestimatene.

Operatøren har identifisert relevante risikoer som kan medføre kostnadsøkninger og forsinkel-

ser, blant annet knyttet til grensesnitthåndtering av kontraktene og gjenstående arbeid på produksjonsskipet ved planlagt uttauing til feltet, og et system for å håndtere disse. Gjennomføringsplanen er etter ODs vurdering realistisk.

Rettighetshavergruppen skal påse at virksomheten kan utøves på forsvarlig måte i samsvar med gjeldende lovgivning. Påseplikten er en viktig del av kvalitetssikringen av utbyggingsprosjekter på norsk sokkel. I forbindelse med innlevering av PUD for Castberg-feltet har partnerne, Eni Norge AS og Petoro AS, redegjort for hvilke aktiviteter de har gjennomført/planlegger å gjennomføre for å oppfylle påseplikten i tilknytning til utarbeidelse og gjennomføring av PUD. Etter ODs vurdering har partnerne bidratt aktivt og konstruktivt i arbeidet fram mot innlevering av PUD, og begge har levert en tilfredsstillende plan for hvordan de vil følge opp prosjektet i utbyggingsfasen.

Utslipp og miljø

Kraftgenerering vil være den dominerende kilden for utslipp til luft. Kraft- og varmebehovet på Castberg-feltet vil dekket av lav-NO_x gassturbiner med varmegjenvinningsenheter. Dette gir en høy, total virkningsgrad for turbinene. OD mener at den valgte løsningen for dekning av kraft- og varmebehov på Castberg-feltet er en effektiv og hensiktsmessig løsning. Rettighetshaverne har vurdert flere løsninger for å dekke kraftbehovet, herunder flere alternativer for kraft fra land. De forskjellige alternativene med kraft fra land gir alle svært høye tiltakskostnader. Videre er det betydelige, tekniske utfordringer ved en kraft fra land-løsning. Dette vil kunne påvirke gjennomføringen av prosjektet og øke risikoen for forsinkelser og kostnadsoverskridelser. Høytrykksfakkelen på produksjonsskipet vil være lukket med gjenvinning til førstetrinnsseparator. Det vil derfor ikke være utslipp fra denne under normal drift.

Det er lagt til grunn at borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske vil slippes ut til sjø. Kaks fra boring med oljebasert borevæske vil bli transportert til land for behandling og deponering. Produsert vann planlegges reinjisert i reservoaret. Selv om alt produsert vann er planlagt reinjisert, vil det etableres et fullverdig renseanlegg, designet for en oljekonsentrasjon på 15 mg/liter etter rensing, for bruk i perioder der injeksjon ikke er mulig.

Økonomi

Castberg-prosjektet fremstår etter ODs vurdering som samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust. OD har utført sensitivitetsberegninger på lønnsomheten for prosjektet. Beregningene viser at prosjektet er økonomisk robust for alle testede kostnadsøkninger, både investeringer og driftskostnader. Parameterne med størst effekt på nåverdien er lavt og høyt ressursutfall, produktpriser og investeringer. Fremtidig oljepris, særlig i første del av produksjonsløpet, er viktig for nivået på kapitalavkastningen ved utbyggingen. Castberg-utbyggingen er robust for vesentlig lavere oljepriser fremover enn dagens nivå.

Utbyggingsløsningen har fleksibilitet til å kunne utvinne ressursene i Castberg-feltet og til å fase inn fremtidige tilleggsressurser i området. Det er et betydelig gjenværende letepotensiale innad i utvinningstillatelsen for Castberg-feltet og i tilstøtende tillatelse med samme eierstruktur. Tidspunkt og omfang for videre leteboring er under vurdering hos rettighetshaverne. Forventet produksjonsprofil tilsier at 2026 er sannsynlig tidspunkt for når innfasing av nye oljefunn til produksjonsskipet kan være aktuelt på grunn av produksjonskapasiteten på skipet. OD vurderer det som svært positivt at utforskningen av ressurspotensialet i området fortsetter og at prospektene modnes fram mot borebeslutning.

Oljedirektoratets anbefaling

OD anbefaler at PUD for Johan Castberg-feltet godkjennes med følgende vilkår:

- Anlegget for permanent installerte seismiske sensorer (permanent reservoarmonitorering, PRM), som er beskrevet i PUD, skal være operativt ved produksjonsstart. En meddelelse om at investeringsbeslutning er tatt, og grunnlaget for beslutningen, skal fremlegges for departementets godkjenning innen 30. september 2018.
- Rettighetshaverne skal, basert på oppdatert datagrunnlag, gjøre en vurdering av den valgte dreneringsstrategien og utarbeide en plan for videre utvikling av ressurspotensialet i utvinningstillatelse 532, herunder identifisering og implementering av teknologier som kan gi økt verdiskaping. Planen, med tilhørende vurdering, skal fremlegges for departementets godkjenning innen 1. januar 2025. Departementet kan stille ytterligere vilkår knyttet til en forsvarlig utnyttelse av ressursene basert på den fremlagte planen.

5.3 Olje- og energidepartementets vurdering

Olje- og energidepartementet viser til at det er Arbeids- og sosialdepartementets vurdering at de fremlagte planene kan utvikles i tråd med regelverkets krav til arbeidsmiljø og sikkerhet.

Departementet og Oljedirektoratet (OD) har hatt dialog med operatøren om utbyggingsløsningen for Castberg-feltet gjennom prosjektløpet, også før overlevering av plan for utbygging og drift. Formålet med denne dialogen har vært å sikre at den valgte utbyggingsløsningen gir god ressursforvaltning, høy forventet verdiskaping og at den oppfyller myndighetenes krav. Olje- og energidepartementet vurderer den valgte utbyggingsløsningen, herunder energiløsningen, som god.

Ressursforvaltning og verdiskaping

Olje- og energidepartementet viser til ODs vurdering av plan for utbygging og drift av Castberg-feltet. OD mener at utbyggingsløsningen legger opp til en tilfredsstillende utnyttelse av ressursene og at det er et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt.

Departementet er opptatt av at den valgte utbyggingsløsningen gir god fleksibilitet til å kunne utvinne ressursene i Castberg-feltet og til å fase inn tilleggsressurser i området. Departementet viser til at det for den valgte utbyggingsløsningen er et betydelig antall ledige brønnsliiser og at produksjonsskipet er tilrettelagt for å prosessere tilleggsressurser.

Forventede investeringer til utbygging av Castberg-feltet beløper seg til 47,2 mrd. 2017-kroner. Årlige driftsutgifter er i gjennomsnitt beregnet til å bli om lag 1,3 mrd. 2017-kroner. Forventet nåverdi før skatt er beregnet til 74,2 mrd. 2017-kroner. Balanseprisen, den fremtidige oljepris som gir en realavkastning på forventede investeringer på syv pst. reelt før skatt for prosjektet, er beregnet til 31 US dollar per fat. Operatøren har gjennomført sensitivitetsanalyser for blant annet endringer i driftskostnader, investeringer, oljepris, utvinnbare reserver og forsinkelser, jf. avsnitt 3.4. Analysen viser at Castberg-utbyggingen er robust overfor endringer i disse elementene.

Klimarisikoen ved utbyggingen er synliggjort av selskapene i utbyggingsplanen. Det framgår av planen at prosjektet er robust både mot lavere oljepriser og høyere driftskostnader enn forventet. Prosjektet tåler en betydelig lavere oljepris enn forventet, herunder om dette skulle bli en

effekt av fremtidige globale klimatiltak, og fortsatt gi god avkastning på investert kapital. Prosjektets lønnsomhet er også robust mot endringer i driftskostnader, inkludert utslippskostnader på norsk sokkel.

Myndighetene er opptatt av at utbyggingsprosjektene på norsk sokkel gjennomføres sikkert og effektivt. Det er operatørens og øvrige rettighetshaveres ansvar å planlegge og gjennomføre utbygginger på norsk sokkel i tråd med gjeldende krav til helse, miljø og sikkerhet, innen planlagt tid og kostnad, og med god kvalitet. Rettighetshavergruppen skal påse at virksomheten kan utøves på forsvarlig måte i samsvar med gjeldende lovgivning og under ivaretagelse av hensynet til god ressursforvaltning, helse, miljø og sikkerhet. Påseplikten er en sentral del av kvalitetssikringen av utbyggingsprosjekter på norsk sokkel.

ODs vurdering er at prosjektets gjennomføringsplan er godt gjennomarbeidet og realistisk. Operatørens beregninger viser at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust. ODs vurdering av prosjektet bekrefter denne konklusjonen. Olje- og energidepartementet mener på denne bakgrunn at utbyggingen av Castberg-feltet er et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt.

Utbygging av Castberg-feltet er et stort prosjekt og den tredje feltutbyggingen i Barentshavet. Feltet er forventet å få en lang produksjonsperiode på 30 år, og forventes ifølge operatøren å få en utvinningsgrad på 51 pst. Det er ambisjoner om å øke utvinningen i løpet av driftsperioden. Myndighetene er opptatt av at rettighetshaverne foretar ressursforvaltningsmessige gode valg som fører til at man får realisert alle lønnsomme ressurser og får høyest mulig verdiskaping ut av feltet.

Ringvirkninger

Utbyggingen av Castberg-feltet vil skape store verdier for samfunnet. I tillegg til inntekter til staten gjennom skatter, avgifter og SDØE-ordningen vil utbyggingen medføre betydelige aktiviteter i forbindelse med utbygging og drift, samt gi inntekter og betydelig sysselsetting i norske bedrifter.

Departementet er opptatt av at nye utbygginger skaper størst mulig verdier for samfunnet og at de legger til rette for positive, lokale og regionale ringvirkninger. Som del av konsekvensutredningen er de samfunnsmessige forhold, herunder regionale og lokale ringvirkninger, utredet.

Utbyggingen vil også bidra til aktivitet i norsk økonomi, utover leverandørene og underleverandørene, gjennom konsumvirkninger. Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsfasen er i konsekvensutredningen beregnet til om lag 47 000 årsverk i norske bedrifter, fordelt over perioden 2017–2024. Av disse årsverkene er om lag 70 pst. antatt å komme fra leverandørbedrifter og deres underleverandører, og resterende årsverk kommer fra de omtalte konsumvirkningene. I driftsperioden er nasjonale sysselsettingsvirkninger beregnet til i overkant av 1 700 årsverk i et normalt driftsår.

Utbyggingen av feltet vil gi positive ringvirkninger for Nord-Norge både i utbyggings- og driftsfasen. Samlede regionale sysselsettingsvirkninger i Nord-Norge i utbyggingsfasen er av operatøren beregnet til om lag 1 750 årsverk, hvorav i overkant av 700 årsverk i Nord-Troms og Finnmark. Årlige regionale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen er beregnet til om lag 470 årsverk i et normalt driftsår, hvorav 265 årsverk i Nord-Troms og Finnmark.

Departementet er opptatt av at det er tidlig kontakt mellom operatøren og lokalt/regionalt næringsliv og relevante myndigheter ved utbygging av funn som Castberg. Departementet har ingen innsigelser til at driftsorganisasjonen for Castberg-feltet etableres i Harstad og at helikopter- og forsyningsbasene i Hammerfest benyttes. Departementet forventer at selskapene legger til rette for kvalifisering av relevante lokale/regionale leverandører i utbyggings- og driftsfasen for feltet, og at de etablerer anbudsprosesser som gjør at bedrifter fra landsdelen kan delta.

I et separat industriprosjekt vurderes muligheten for å utvikle en kostnadseffektiv omlastings-terminal for råolje på Veidnes i Nordkapp kommune som del av en eksporttrute for råolje ut av Barentshavet. Departementet er kjent med at selskapene ikke har funnet lønnsomhet i de to terminalkonseptene de har studert fram til nå. Departementet er opptatt av at det er et best mulig beslutningsgrunnlag i denne saken, og mener derfor det er viktig at selskapene viderefører utredningsarbeidet slik de har foreslått, med sikte på å avklare et videre konseptarbeid i løpet av 4. kvartal 2018. En utredning av flere alternativer vil ikke forringe muligheten for å ta olje fra Castberg-feltet til en eventuell framtidig terminal, selv om det skulle medføre at en eventuell løsning ikke er på plass til produksjonsstart i 2022. Departementet legger til grunn at Castberg-feltet skal benytte en omlastningsløsning i Finnmark dersom en slik løsning er lønnsom og blir etablert.

I tråd med Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*, skal operatøren, senest to år etter at feltet er satt i produksjon, gjennomføre en analyse av regionale og lokale ringvirkninger av utbyggingen.

Miljøpåvirkning og utredningsplikten

Det forventes ingen vesentlige miljøpåvirkninger som følge av utbyggingen av Castberg-feltet med den utbyggingsløsningen som er fremmet av rettighetshaverne. Operatøren har i konsekvensutredningen vurdert virkningene av utbyggingen og beskrevet hvilke avbøtende tiltak som planlegges gjennomført, blant annet for å begrense utslipp til luft og sjø, arealbeslag og fysiske inngrep. I høringen av konsekvensutredningen er det ikke fremkommet forhold som tilsier at plan for utbygging drift for Castberg-feltet ikke bør godkjennes. Hvordan operatøren planlegger å følge opp høringsuttalelsene fremgår av vedlegg 1.

Olje- og energidepartementet vurderer den valgte energiløsningen som tilfredsstillende. Med en virkningsgrad på 63 pst. er energiutnyttelsen god. Operatøren har gjort grundige analyser av ulike energiløsninger for å begrense utslipp til luft. De forskjellige alternativene med kraft fra land gir alle svært høye tiltakskostnader. Videre er det betydelige tekniske utfordringer ved en kraft fra land-løsning. Dette vil kunne påvirke gjennomføringen av prosjektet og øke risikoen for forsinkelser og kostnadsoverskridelser. En løsning med kraft fra land forutsetter at det er sikret utbygging av tilstrekkelig ny kraft eller at det fremføres tilstrekkelig nytt nett, slik at det ikke oppstår regionale ubalanser på utbyggingstidspunktet. Samtidig må naturmangfoldet og hensynet til tiltakskostnadene ivaretas. Myndighetenes politikk på dette området fremgår blant annet i Meld. St. 28 (2010–2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* og i klimaforliket, jf. Innst. 390 S (2011–2012).

Produksjonsskipet vil bli tilrettelagt for eventuell fremtidig import av vekselstrøm, hvis utviklingen innen teknologi eller den økonomiske aktiviteten i området gjør det til et hensiktsmessig tiltak. CO₂-utslippene fra produksjonsskipet vil være omfattende av det europeiske kvotesystemet. Rettighetshaverne må i tillegg betale CO₂-avgift. Selskapene har således kontinuerlig en betydelig økonomisk egeninteresse av å begrense sine utslipp av CO₂.

På denne bakgrunn anser Olje- og energidepartementet konsekvensutredningsplikten for prosjekt som oppfylt. Prinsippene i naturmang-

foldloven §§ 8-10 er reflektert, blant annet gjennom departementets vurdering av konsekvensutredningen, samt supplerende informasjon fra operatøren, og vil bli fulgt opp i gjennomføringen av prosjektet.

Konklusjon

Basert på operatørens planer og vurderinger gjort av Oljedirektoratet fremstår utbyggingen av Castberg-feltet som et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt som kan gjennomføres, samtidig som hensyn til ytre miljø og fiskeriinteresser ivaretas.

Olje- og energidepartementet mener på denne bakgrunn at utbyggingen av Castberg-feltet er et

økonomisk robust prosjekt som gir god ressursforvaltning og god samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Myndighetene er opptatt av at det skapes størst mulig verdier ut av petroleumsressursene på norsk sokkel. Oljedirektoratet har gjennomgått rettighetshavernes planer og foreslått vilkår knyttet til permanent reservoarmonitorering (PRM) og utvinningsstrategi. Departementet er opptatt av å legge til rette for god ressursforvaltning, herunder økt utvinning, og slutter seg til forslagene fra Oljedirektoratet.

Olje- og energidepartementet vil godkjenne utbyggingen av Castberg-feltet i samsvar med planene operatøren har fremlagt og de merknader og vilkår som fremgår av denne proposisjon.

6 Budsjettmessige konsekvenser for SDØE

Utbyggingen av Johan Castberg-feltet vil på bakgrunn av informasjon gitt av operatøren Statoil medføre om lag 1 333 mill. kroner i investeringer, om lag 8 mill. kroner i kalkulatoriske renter og 24 mill. kroner i driftskostnader for SDØE i inne-

værende år. Det er dekning for disse kostnadene innenfor rammene for gjeldende budsjett, jf. Prop. 1 S (2017–2018) og Innst. 9 S (2017–2018) henholdsvis kap. 2440 post 30 og kap. 5440 post 24.2.

7 Konklusjoner og vilkår

Olje- og energidepartementet vil godkjenne plan for utbygging og drift av Johan Castberg-feltet i samsvar med planene operatøren har fremlagt, de merknadene som fremgår av denne proposisjon, og på følgende vilkår:

1. Anlegget for permanent installerte seismiske sensorer (permanent reservoarmonitorering, PRM), som er beskrevet i PUD, skal være operativt ved produksjonsstart. En meddelelse om at investeringsbeslutning er tatt, og grunnlaget for beslutningen, skal fremlegges for departementets godkjenning innen 30. september 2018.
2. Rettighetshaverne skal, basert på oppdatert datagrunnlag, gjøre en vurdering av den valgte dreneringsstrategien og utarbeide en plan for videre utvikling av ressurspotensialet i utvinningstillatelse 532, herunder identifisering og implementering av teknologier som kan gi økt

verdiskaping. Planen, med tilhørende vurdering, skal fremlegges for departementets godkjenning innen 1. januar 2025. Departementet kan stille ytterligere vilkår knyttet til en forsvarlig utnyttelse av ressursene basert på den fremlagte planen.

3. Operatøren må søke Petroleumstilsynet om samtykke til bruk av stigerør, feltrørledninger, kontrollkabler og undervannsutstyr ut over den levetiden som er beskrevet i PUD.

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 Johan Castberg-feltet med status for olje- og gassvirksomheten.

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 Johan Castberg-feltet i samsvar med et vedlagt forslag.

Forslag

til vedtak om utbygging og drift av Johan Castberg-feltet

I

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

II

Stortinget samtykker i at Petoro AS, som er rettighetshaver for statens deltakerandel (SDØE), kan delta i utbygging og drift av Johan Castberg-feltet.

Vedlegg 1**Høring av konsekvensutredning for Johan Castberg-feltet**

Her følger operatørens gjennomgang av høringsuttalelsene til konsekvensutredningen (KU). Høringsuttalelsene gjennomgås etter en tematisk gruppering:

- A. Generelle merknader til KU og konsekvensutredningsprosessen
- B. Miljøverdier og kunnskap om disse
- C. Kulturminner
- D. Klima, utslipp til luft, kraftløsning/elektrifisering og BAT
- E. Konsekvenser for marint miljø – bruk av kjemikalier, utslipp til sjø og BAT, fysiske inngrep, undervannsstøy mv.
- F. Sikkerhet, miljørisiko og oljevernberedskap
- G. Fiskeri- og andre næringsinteresser
- H. Samfunnsmessige konsekvenser / lokalisering av driftsorganisasjon og basetjenester
- I. Infrastruktur (luftfart, vegtransport, kystfart, kaianlegg mv.)
- J. Annet
- K. Ilandføring

Følgende instanser meddelte i høringsprosessen at de ikke hadde merknader til konsekvensutredningen: Oljedirektoratet, Arbeids- og sosialdepartementet, Havforskningsinstituttet, Samferdselsdepartementet, Justis- og beredskapsdepartementet, Utenriksdepartementet, Forsvarsdepartementet, Fylkesmannen i Finnmark, Næringsforeningen i Tromsøregionen, Kystrederiene, Fiskarlaget Nord, Næringslivets Hovedorganisasjon, Sabima og Nordnorsk Petroleumsråd.

A. Generelle merknader til KU og konsekvensutredningsprosessen

Klima- og miljødepartementet (KLD)

Uttalelse:

1. Myndighetsprosesser

Klima- og miljødepartementet påpeker at Statoil må innhente nødvendige tillatelser til virksomheten før oppstart. KLD anbefaler at Statoil tar tidlig kontakt og har en tett dialog med miljømyndighetene underveis i prosjektet slik at tiltak som anses

nødvendige for å ivareta hensynet til ytre miljø og klima kan identifiseres tidlig.

KLD forutsetter at Statoil bidrar med nødvendig informasjon om løsningene som er valgt for å redusere utslipp til luft, og oppfordrer til god dialog med Miljødirektoratet for å motvirke at forurensning fører til skader eller ulemper for miljøet.

2. Uttalelser fra underetater

KLD viser i tillegg til egne uttalelser også til høringsuttalelsene fra Miljødirektoratet, Norsk Polarinstitut, Riksantikvaren og Statens Strålevern.

Operatørens svar:

1. Statoil er kjent med gjeldende regelverk for innhenting av nødvendige tillatelser som kreves for å bygge ut og drive Johan Castberg, jamfør tabell 1-2 i konsekvensutredningen. Det vil bli lagt opp til en tett dialog med miljømyndighetene for å få avklart myndighetenes forventninger, utarbeidelse av søknadsdokument og videre oppfølging gjennom utbygging og drift.

Miljødirektoratet har i sin uttalelse til konsekvensutredningen for Johan Castberg også signalisert hvilke områder de forventer at rettighetshaverne fokuserer på i kommende myndighetsprosesser. Det er svært nyttig med tidlige avklaringer, og Statoil, som operatør, vil gå inn i dialog med Miljødirektoratet og andre relevante parter på et tidlig tidspunkt i disse prosessene.

2. Det vises til tilsvar på KLD sine øvrige uttalelser i dette dokumentet, samt til tilsvar på uttalelser fra Miljødirektoratet, Norsk Polarinstitut, Riksantikvaren og Statens Strålevern.

Miljødirektoratet

Uttalelse:

1. Generelt om konsekvensutredningen

Miljødirektoratet mener, på generelt grunnlag, at Statoil har lagt ned mye godt arbeid som underlag

for konsekvensutredningen, men på enkelte områder mener Miljødirektoratet at foreliggende KU ikke gir god nok eller tilstrekkelig informasjon om miljøkonsekvensene ved Johan Castberg.

Operatørens svar:

Merknaden tas til orientering og det vises til tilsvaret på Miljødirektoratet sine øvrige uttalelser i dette dokumentet.

Nasjonalt Institutt for Ernærings- og Sjømatforskning (NIFES)

Uttalelse:

1. Mattrygghet i konsekvensutredningen

NIFES registrerer at konsekvensene for mattrygghet av utilsiktede oljeutslipp og utslipp i forbindelse med ordinær drift ikke er vurdert i forhold til nye ressurser fra havet slik som mesopelagisk fisk, sjøpølser, skjell, snøkrabbe, maneter og makroalger. Ressursene i havet vil i fremtiden bli enda viktigere for å skaffe nok ernæringsrik mat til verdens befolkning. Vi trenger kunnskap om nye biologiske ressurser i havet som kan bli brukt som menneskemat eller brukt i akvakultur. Dette er derfor et viktig aspekt som bør inkluderes i fremtidige utredninger.

Operatørens svar:

Det vises til petroleumsforskriftens § 22a og godkjent utredningsprogram for konsekvensutredningen for Johan Castberg. Rettighetshaverne mener at alle tema som er inkludert i godkjent utredningsprogram er vurdert i den videre utarbeidelsen av konsekvensutredningen.

Alta kommune

Uttalelse:

1. Generelt

Alta kommune uttaler at Stortingets behandling av PUD for Johan Castberg har gjort sentrale avklaringer på områder som har vært særlig viktige for Finnmark. I denne runden, som omhandler konsekvensutredningen for PUD, virker også viktige elementer allerede avklart i forhold til lokalisering av ulike drifts- og logistikk-løsninger.

Operatørens svar:

Statoil påpeker at PUD del I for Johan Castberg ikke har blitt forelagt og behandlet i Stortinget, og forstår

referansen til «Stortingets behandling av PUD for Johan Castberg» som OED sin behandling av forslag til utredningsprogram og fastsettelsen av dette. PUD del I planlegges sendt inn til myndighetsbehandling av prosjektet innen utgangen av desember 2017. Uttalelsen tas til orientering, og det vises til spesifikke uttalelser og tilsvaret for de tema kommunen har uttalt seg om.

B. Miljøverdier og kunnskap om disse

Norsk Polarinstitutt (NPI)

Uttalelse:

1. Kunnskapsgrunnlag

Konsekvensutredningen anvender på en relativt god måte tilgjengelig kunnskap fra eksisterende programmer når det gjelder forekomst av sjøfugl, hovedsakelig SEAPOP og SEATRACK. Konsekvensutredningen gir en noe mangelfull oversikt over tilgjengelige data for forekomst og en summarisk oversikt over potensielle konsekvenser for sjøpattedyr av oljetilsøling. NPI vil derfor gi noen tilleggskommentarer når det gjelder forekomst og potensielle konsekvenser av uhellsutslipp for sjøfugl og pattedyr.

a. Sjøfugl knyttet til Bjørnøya

Barentshavet er et produktivt hav og har gjennom hele året store konsentrasjoner av sjøfugl. Sjøfugl er spesielt sårbare for oljesøl da de er helt avhengig av fjærdraktens isolerende egenskaper for overlevelse. Bjørnøya er et sentralt område i det viktigste hekke- og næringsområdet for sjøfugl i norsk territorium, og har samlet sett blant de største sjøfuglkoloniene på den nordlige halvkule. Dette er dokumentert gjennom Norsk Polarinstituttts overvåking som har pågått siden 1986 og gjennom det nasjonale kartleggings- og overvåkingsprogrammet SEAPOP (se <http://www.seapop.no>). I tillegg til at sjøfugl generelt er sårbare for oljesøl, er noen av artene som hekker på Bjørnøya under press av andre årsaker. For eksempel er bestandene av polarmåke og polarlomvi av ulike årsaker i nedgang, og følgelig ekstra sårbare for påvirkning.

Vi har fortsatt svært mangelfull kunnskap om bestandstilørighet for de ulike bestandene av sjøfugl i Barentshavet. Vi vet at det for noen arter er bestander fra forskjellige områder som har tilhold i Barentshavet til ulike tider av året. Kunnskap om hvilken bestand som påvirkes er avgjørende for å kunne gi svar på hvilke konsekvenser et eventuelt uhellsutslipp vil kunne få. Norsk rød-

liste for arter 2015 1 lister opp 18 fuglearter på Svalbard som truet, hvorav seks av disse potensielt vil finnes i havområdene ved Johan Castberg i løpet av året (alke, lunde, lomvi, polarlomvi, krykkje, polarmåke). Det er foreløpig uvisst i hvor stor grad rødlistede havdykkender som praktærflugl og havelle bruker området på trekk. I tillegg vil arter som ikke er på rødlista bruke områdene, her er rødnebbterne, joer, måkeflugl, havhest og alkekonge de mest tallrike.

SEATRACK er et storskala program som over en treårsperiode skal kartlegge trekkruter og vinterområder for norske sjøfuglbestander og bestander i våre naboland som kommer inn i norske farvann. Programmet baserer seg på bruk av ny teknologi, såkalte lysloggere. Gjennom dette programmet forventer vi å få vesentlig forbedret kunnskap om hvilke bestander som er tilstede i Barentshavet til enhver tid. Således vil vi lettere kunne forutsi skadeomfang på bestandsnivå ved eventuelle uhellsutslipp. Generelt viser resultater fra programmet så langt at mange bestander bruker Barentshavet mer enn tidligere antatt gjennom hele året. Spesielt er området mellom Bjørnøya og Barentshavet sørøst viktig for sjøfugl i vintersesongen, mens hekkeområdene ved Bjørnøya er særlig viktig sommerstid når hele bestander er til stede og er i aktivt næringsøk hele våren/sommeren.

Produksjonen vil finne sted ca 150 km fra grensen til Bjørnøya naturreservat, og blant annet på et tidspunkt når hekkingen er over, og ungene er ute på sjøen. Johan Castberg-feltet er i et viktig område for en rekke rødlistede sjøfuglarter, og vi antar at det er høy tetthet av disse artene på sjøen i influensområdet.

b. Sjøpattedyr i farvannet rundt Johan Castberg-feltet

En rekke sjøpattedyr vil være i dette området i store deler av året, blant annet trekker flere hvalarter nordover til Barentshavet for å beite.

Når det gjelder akutte oljesøl, er hvalene spesielt utsatt for overflateforurensning, da de må til overflaten for å puste. Ved overflaten er også fordampningen av giftige gasser størst (gjelder den første tiden etter oljeutslippet), og hvalene vil da innånde giftig gass. Utfallet av dette kan, avhengig av hvalens kondisjon etc., variere fra irritasjon til rask død. Både huden, slimhinnene i tilknytning til blåsehullene og øynene er utsatt for direkte påvirkning fra oljesøl på overflaten. Når det gjelder bardehvaler er disse særlig utsatt, da de finner

mye av maten sin i øvre vannmasser og de kan lettere svelge olje i forbindelse med at de filtrerer næring fra vannet. I tillegg kan selve bardene bli tilsølt, hvilket kan ta lang tid å fjerne. En rekke selarter lever i farvannene rundt Bjørnøya, blant annet ringsel, storkobbe, grønlandssel og klappmyss. Samme problematikk mht innånding av giftige gasser som beskrevet ovenfor for hval gjelder også for sel.

Norsk Polarinstittutt anser at deler av kunnskapsgrunnet for høyere trofiske nivåer er fremstilt godt i konsekvensutredningen.

Operatørens svar:

Uttalelsen tas til orientering.

Kystverket

Uttalelse:

1. Bruk av oppdatert miljøinformasjon

Kystverket viser til at miljørisikoanalysene identifiserer sjøfugl som den mest utsatte miljøressursen ved et utslipp. Analysene har benyttet de nye SeaTrack dataene som gir et bedre bilde av hvordan sjøfugl bruker havområdet. Det er viktig å være klar over at dette er data samlet inn over en kort periode. Hvilke havområder som blir benyttet vil trolig variere mye basert på vind og værforhold og tilgangen på næring. Oppdaterte SeaTrack data vil være viktig i vurdering av hvilke beredskapsstrategier som skal velges i bestemte situasjoner i framtiden.

Operatørens svar:

Den oppdaterte informasjonen som har blitt gjort tilgjengelig gjennom SeaTrack programmet, har vært svært verdifull i forståelsen av ulike arters utbredelse i Barentshavet gjennom året. SeaTrack pågår fortsatt og oppdatert informasjon blir hele tiden tilgjengelig. Konsekvensutredningen for Johan Castberg, og underliggende miljørisikoanalyse, er basert på de dataene/informasjonen som var tilgjengelig på tidspunktet for gjennomføring av utredningen.

Rettighetshaverne er innforstått med at det vil være mange forhold som til enhver tid spiller inn på utbredelsen av sjøfugl i Barentshavet, noe som også fører til at utbredelsen kan variere fra år til år. Framtidige vurderinger av miljørisiko og beredskapsstrategier vil benytte all tilgjengelig informasjon fra SeaTrack og andre relevante kilder.

C. Kulturminner

Riksantikvaren

Uttalelse:

1. Generelt om konsekvensutredningen

Riksantikvaren er fornøyd med beskrivelsene av forholdet til eventuelle kulturminner i konsekvensutredningen, og beskrivelsen av de undersøkelsene som er gjennomført.

2. Plikt til å melde skipsfunn

Riksantikvaren gjør oppmerksom på at finner av skipsfunn m.m. plikter å melde disse til vedkommende myndighet jf. Kulturminnelovens §-14 tredje ledd.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2. Uttalelsen tas til etterretning. Statoil er kjent med dette regelverket og vil følge opp ift. Tromsø Museum, som rette myndighet, dersom det blir gjort funn av skipsfunn m.m.

Tromsø Museum – Universitetsmuseet

Uttalelse:

1. Marinarkeologisk deltakelse ifm sjøbunnskartlegging

Etter kulturminnelovens §-14 er Tromsø Museum rette myndighet for forvaltning av kulturminner under vann i Nord-Norge.

Etter avtale med Statoil vil det ikke bli krav om marinarkeologisk deltakelse i den videre planlegging eller gjennomføring av sjøbunnskartlegging for fiberkabelen til Johan Castberg. Oppdatert trasé skal sendes Tromsø Museum sammen med videoopptak og rapport i etterkant av undersøkelsen. Eventuelle funn langs traséen skal innrapporteres til vurdering. Tromsø Museum er fornøyd med avtalen og avventer nærmere orientering i etterkant av Statoils kartlegging av kabeltraséen.

Operatørens svar:

Uttalelsen tas til etterretning. Undersøkelsene av traséen er planlagt gjennomført i 2018, og Statoil vil følge opp ift. Tromsø Museum som avtalt.

D. Klima, utslipp til luft, kraftløsning/elektrifisering og BAT

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Uttalelse:

1. Kraftforsyning

NVE påpeker at en utbygging av Johan Castberg ikke vil føre til konflikter med planer for have-energi eller mellomlandsforbindelser. Dersom det blir aktuelt å forsyne Johan Castberg med kraft fra land, må planleggingen av dette skje i samarbeid med Statnett og regionale netteiere på et tidlig stadium for å sikre at videre nettutvikling på fastlandet tar hensyn til økt uttak og sikrer best mulig systemløsning totalt sett.

Operatørens svar:

Kraft fra land inngår ikke i den valgte utbyggingsløsningen for Johan Castberg. Dersom det ved en senere anledning vil bli aktuelt med kraftforsyning fra land, enten som en enkeltstående løsning eller områdeløsning, vil Statoil, som operatør, påse at det nødvendige samarbeidet med Statnett og regionale netteiere vil gjennomføres slik at de nødvendige hensyn til den totale systemløsningen ivaretas.

Klima- og miljødepartementet (KLD)

Uttalelse:

1. Elektrifisering, teknologi- status og kvalifisering og tiltakskostnad for sirkulær produksjonsenhet

KLD uttaler at valgt utbyggingsløsning kan medføre at elektrifisering ikke kan gjennomføres. Tiltakskostnader ved elektrifisering av alternative utbyggingsløsninger, inkludert en sirkulær produksjonsenhet, kunne vært grundigere gjennomgått i konsekvensutredningen siden Statoil påpeker at en tiltakskostnad for en sirkulær produksjonsenhet ville vært i samme størrelsesorden som for det valgte konseptet.

Klima- og miljødepartementet forventer at Statoil er en aktiv bidragsyter for å få på plass mulige områdeløsninger eller kraftsamkjøring med andre felt som vil kunne bli bygd ut i området. Det forventes også at Statoil bidrar til teknologiutvikling og kvalifisering av teknologi for overføring av store kraftmengder til produksjonsskip.

2. NMVOC

KLD viser til Miljødirektoratets uttalelse hvor det påpekes at det må påregnes at det vil kunne bli

nødvendig å innskjerpe utslippsgrensene for utslipp av NMVOC i framtiden.

Operatørens svar:

1. Elektrifisering av Johan Castberg er ikke vurdert som samfunnsøkonomisk hensiktsmessig (jf. kapittel 3.11 og vedlegg B i konsekvensutredningen). Denne konklusjonen er uavhengig av utbyggingsløsning og tekniske løsninger for overføring av energi. Avstand fra land, tap av energi i overføring av kraft, behovet for anlegg og forsterkninger av nettet på land samt utstyr som kreves til havs gir høye investerings- og driftskostnader i forhold til utslippsbesparelser. Tiltakskostnaden er vesentlig høyere enn en antatt fremtidig CO₂ kostnad. Rettighetshaverne ser det derfor ikke som naturlig at rettighetshavergruppen skal ta en ledende rolle vedrørende teknologiutvikling og kvalifisering av teknologi for overføring av store kraftmengder til produksjonsskip.

En sirkulær produksjonsenhet ble valgt bort tidlig i konseptvalgprosessen for Johan Castberg. En utførlig beskrivelse av konseptvalgprosessen ble gitt i Oppsummering av høringsuttalelser og tilsvar til utredningsprogrammet, svar til Klima- og miljødepartementet Tema A punkt 1. Det vil være en totalvurdering av sikkerhet, miljø- og samfunnsinteresser, økonomi, tekniske løsninger, drift og gjennomførbarhet som ligger til grunn for valg av utbyggingskonsept.

Det valgte utbyggingskonseptet, FPSO, er tilrettelagt for fremtidig elektrifisering av elektriske forbrukere med vekselstrømsteknologi dersom utvikling i området, eller teknologiutvikling i fremtiden skulle vise at strøm fra land eller fra fornybar havbasert energi vil være et sikkert, operasjonelt og et samfunnsøkonomisk effektivt tiltak.

En områdeløsning har som utgangspunkt at flere utbyggingsprosjekt går sammen om en felles løsning. Fortrinnsvis bør utbyggingsprosjektene være lokalisert innenfor et relativt begrenset geografisk område samt ha samme modenhetsgrad med hensyn på dreneringsstrategi, utbyggingsløsninger, planer, etc. Selv om det er gjort andre funn sørvest i Barentshavet er disse av en slik modenhetsgrad at en områdeløsning ikke er aktuelt i dag. Dersom det skulle vise seg at en eller flere av forutsetningene under skulle bli en realitet vil Statoil, i samarbeid med andre operatører, vurdere om en områdeløsning vil være samfunnsøkonomisk hensiktsmessig. Forutsetninger som kan virke inn på en slik beslutning, alene eller i kombinasjon, inkluderer: flere utbyggingsprosjekter vil bli modnet fram innenfor det samme geografiske området, teknologiutvikling

som radikalt endrer rammebetingelsene, endringer i utslippskostnader og endringer i incentivordninger.

2. Det vises til tilsvar til uttalelser fra Miljødirektoratet, tema D, punkt 6.

Miljødirektoratet

Uttalelse:

1. Produksjonsskip med tekniske begrensninger for elektrifisering-teknologiutvikling

Statoil har beregnet CO₂-utslippet til i gjennomsnitt 270 000 tonn per år, og 8 millioner tonn over feltets levetid. Drift av feltet krever mye energi, både på grunn av at det er et behov for trykkstøtte for å øke feltets ressursutnyttelse, og fordi det er et stort varmebehov. CO₂-intensiteten er derfor høy for Castberg sammenlignet med mange andre felt på norsk sokkel. Gjennomsnittlig CO₂-intensitet over feltets levetid er av Statoil beregnet til i underkant av 100 kg CO₂/Sm³ o.e., mens gjennomsnittet for sokkelen er i størrelsesorden 52,5 kg CO₂/Sm³ o.e. (NOROG 2016).

En skipsformet FPSO har tekniske begrensninger mht. elektrifisering siden det roterer rundt en dreieskive. Det eksisterer per i dag ikke kvalifisert teknologi for å overføre høyspent likestrøm (HVDC) gjennom en slik dreieskive, samt at det også er begrensninger knyttet til hvor store mengder vekselstrøm (HVAC) som kan overføres gjennom dreieskiven. En sirkulær produksjonsenhet har ikke denne begrensningen.

I vår uttalelse til program for KU ba vi om at utredningen også synliggjorde tiltakskostnadene ved elektrifisering av en sirkulær produksjonsenhet. Statoil uttaler at dette ikke er en aktuell utbyggingsløsning, og at en eventuell beregning av tiltakskostnader ville gitt en tiltakskostnad i samme størrelsesorden som for skipsløsningen. Miljødirektoratet vurderer Statoils redegjørelse for å være mangelfull.

Valget av utbyggingsløsning kan medføre at elektrifisering av feltet ikke kan gjennomføres. Etter Miljødirektoratets mening er ikke alternative utbyggingsløsninger, og mulighetene for elektrifisering av feltet med disse, tilstrekkelig utredet. Vi viser i denne sammenheng til forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22a første ledd bokstav a, hvor det bl.a. fremgår at KU skal beskrive alternative utbyggingsløsninger som rettighetshaver har undersøkt. For at Stortinget skal kunne foreta en reell vurdering av ulike utbyggingsløsninger, bør det fremlegges en tilleggsu-

tredning, hvor mulighetene for å elektrifisere med andre utbyggingsløsninger er vurdert.

2. Utvikling og kvalifisering av teknologi for elektrifisering.

Statoil påpeker at FPSOen er tilrettelagt for fremtidig elektrifisering dersom det blir mer utbygging i området, eller dersom fremtidig teknologiutvikling gjør at elektrifisering er et sikkert operasjonelt og samfunnsøkonomisk effektivt tiltak.

Ifølge Statoil er det gjennomført studier som viser at det kan være mulig å benytte vekselstrømsteknologi til del-elektrifisering også for Castberg med en kabellengde på 265 km, men hvor grundig verifisering gjenstår før gjennomførbarhet kan bekreftes eller avkreftes. Statoil uttaler at ingen av de tekniske alternativene for elektrifisering eller grader av elektrifisering er vurdert til å være hensiktsmessige, og at det ikke er realistisk å full-elektrifisere Castberg (overføre større kraftmengder fra land med vekselstrømsteknologi). Statoil påpeker også at det ikke pågår noe arbeid med kvalifisering av teknologi for overføring av større mengder vekselstrøm.

På bakgrunn av usikkerhet rundt kvalifiseringsløp og videre arbeid med teknologi, vurderer vi muligheten for elektrifisering av en skipsformet FPSO til å være svært usikker, både på kort og lang sikt. Samtidig ser vi at nye utbyggingsprosjekter i langt større grad nå enn tidligere planlegges med skipsformet FPSO.

Teknologiutvikling og kvalifiseringsløp for overføring av større mengder vekselstrøm fra land eller fornybar havenergi avhenger av at aktørene samarbeider. Miljødirektoratet anbefaler derfor at det stilles som vilkår ved eventuell godkjenning av utbyggingsplanene at rettighetshaverne innen en gitt tid skal gjennomføre et program, gjerne i samarbeid med andre aktører, som skal sikre/legge til rette for teknologiutvikling og kvalifisering av teknologi for overføring av store kraftmengder til produksjonsskip. I forbindelse med innsending av PUD bør Statoil fremlegge underlaget som verifiserer overføringstapet ved overføring av kraft til Castberg, som er viktig for det videre arbeidet med elektrifisering.

3. Områdeløsninger

Miljødirektoratet påpeker at de i uttalelsen til utredningsprogram for KU ba om at kraftsamkjøring/områdeløsninger ble utredet. I konsekvensutredningen påpeker Statoil at en utredning av områdeløsning på nåværende tidspunkt vil være

svært usikker, da feltene i regionen har ulik modning og tidsplan i forhold til Castberg utbyggingen. Statoil påpeker videre at ved å tilrettelegge for inntak av vekselstrøm på Castberg, har Statoil tilrettelagt for elektrifisering i fremtiden.

Miljødirektoratet forventer at Statoil har en aktiv rolle med å få på plass områdeløsninger/kraftsamkjøring med andre felt som vil kunne bli bygd ut i området. Dette inkluderer også alternativ kraftoppdekning til borerigger til erstatning for bruk av diesel. Miljødirektoratet anbefaler derfor at det stilles som vilkår ved en eventuell godkjenning av utbyggingsplanene at rettighetshaverne skal legge fram en plan for hvordan en områdeløsning for kraft fra land kan etableres.

4. Utslipp til luft og generell påvirkning på klima

Miljødirektoratet påpeker at petroleumsaktivitet i Barentshavet kan gi klimapåvirkning både regionalt og globalt. I tillegg til utslipp av CO₂ og metan, gir petroleumsaktivitet utslipp av svart karbon (BC) som bidrar til oppvarming både ved å varme opp atmosfæren og ved at BC avsatt på snø og is øker avsmeltningen. Utslipp av BC i Barentshavet kan gi større effekt og har større konsekvenser enn tilsvarende utslipp fra felt lenger sør. Norske BC-utslipp har omlag 1,5 ganger høyere klimaeffekt per tonn, målt som temperaturpåvirkning i et tiårsperspektiv, enn det globale gjennomsnittet. Utslipp av BC tett opp til iskanten og i snø- og isdekte landområder, vil kunne ha stor klimapåvirkning.

Det er generelt gitt lite informasjon om løsningen som er valgt for reduksjoner av utslipp til luft i KU. Vi ber derfor Statoil ta initiativ til møte med Miljødirektoratet der planene presenteres nærmere, i god tid før innsending av søknader om tilatelse etter forurensningsloven.

5. Konsekvenser av utslipp av svart karbon (BC), metan og NMVOC

Miljødirektoratet vurderer fagrapport om utslipp til luft til ikke i tilfredsstillende grad å reflektere nyere kunnskap om utslippkilder og effekter av metan og svart karbon. Direktoratet henviser til handlingsplan (M89/2013) og rapportene M-438/2015 og M-586/2016.

Miljødirektoratet påpeker at for metan skal det benyttes en faktor på 25, ikke 23 som er benyttet i rapporten.

Miljødirektoratet peker videre på at det ikke bare er fakling som fører til utslipp av BC, men også forbrenning av diesel og bunkersolje i moto-

rer. Diesel benyttes til kraftgenerering om bord på bl.a. mobile rigger, og bunkersolje benyttes ombord på bl.a. skytteltankere. Fakling medfører også utslipp av uforbrente hydrokarboner, både metan og NMVOC, og kraftgenerering medfører i tillegg til metan også utslipp av NMVOC.

Miljødirektoratet anser derfor rapporten for å være mangelfull mht. kilder og utslippsomfang, og for ikke å være tilstrekkelig som grunnlag for vurdering av miljøkonsekvenser. Det anbefales at Statoil fremlegger en oppdatert vurdering av miljøkonsekvensene ved utslipp av svart karbon, metan og NMVOC i forbindelse med fremlegging av PUD, slik at Stortinget presenteres for riktig informasjon om utslippenes størrelse og effekt.

6. Utslippsreducerende tiltak

Miljødirektoratet påpeker at Statoil har valgt Lav-NO_x-gasturbiner med varmegjenvinning som energiforsyningsløsning på Castberg. I tillegg er fakkelsystemet (høytrykks- og lavtrykksfakkel) planlagt med fakkelgassgjenvinning, i tråd med det som er BAT for nye innretninger. Dette blir ansett som gode og viktige tiltak, og Miljødirektoratet anbefaler derfor at det stilles vilkår om fakkelgassgjenvinning og lav-NO_x-gasturbiner med varmegjenvinning, ved en eventuell godkjenning av utbyggingen.

Miljødirektoratet legger videre til grunn at hydrokarbonholdige avgasser, som metan og NMVOC, gjenvinnes der dette er mulig og at Statoil implementerer tiltak for å minimere antall potensielle lekkasjepunkter i prosessen. Det forventes at det blir redegjort for dette i en søknad om tillatelse etter forurensningsloven.

Miljødirektoratet har varslet krav om 100 prosent gjenvinning av VOC for lagring av råolje under normal drift for alle FPSOer i drift per i dag, og det forventes at kravene trer i kraft fra 2018. Det må derfor påregnes tilsvarende krav på Johan Castberg i tillatelser etter forurensningsloven.

Det vises også til at Statoil har inkludert NMVOC-gjenvinningsanlegg for håndtering av NMVOC under lasting av råolje til skytteltankere. Det må påregnes at internasjonale forpliktelser og nasjonale målsetninger vil kunne gjøre det nødvendig å innskjerpe utslippsgrensen på 0,45 kg/Sm³ lastet olje (BAT) i fremtiden.

7. Energieffektivisering

Miljødirektoratet peker på at de i sin uttalelse til utredningsprogram for KU ba om en grundig redegjørelse for planlagte tiltak for å sikre energi-

effektiv produksjon på FPSOen i takt med endringer i kraft- og varmebehovet over feltets levetid, bl.a. bruk av batterier/energilagring og bruk av flere små turbiner til erstatning for store turbiner. Miljødirektoratet kan ikke se at disse løsningene er vurdert, og anser utredningen for å være mangelfull på dette punktet.

Miljødirektoratet ønsker en redegjørelse for hvilke vurderinger som foreligger rundt hybridisering/energilagring (havvind, batterier og brenselceller) på mobile rigger siden dette ikke kommer klart fram av KUen.

Det blir bedt om at Statoil fremlegger en nærmere redegjørelse for energieffektiviseringstiltak, både på FPSO og mobile rigger i forbindelse med fremlegging av PUD.

Operatørens svar:

1. Det vises til tilsvarende uttalelser fra KLD, tema D, punkt 1.

2. Det vises til tilsvar til uttalelser fra KLD, tema D, punkt 1. Deler av uttalelsen synes å være rettet til myndighetene i forbindelse med godkjenning av PUD, og Statoil finner det ikke naturlig å kommentere dette.

3. Det vises til tilsvar til uttalelser fra KLD, tema D, punkt 1. Deler av uttalelsen synes å være rettet til myndighetene i forbindelse med godkjenning av PUD, og Statoil finner det ikke naturlig å kommentere dette.

4. Uttalelsen tas til orientering. Statoil vil ta initiativ til en dialog med Miljødirektoratet for å presentere arbeidet som har blitt gjennomført for å redusere utslipp til luft fra Johan Castberg. Dette vil finne sted i god tid før innsending av søknader om tillatelse etter forurensningsloven, slik at Miljødirektoratet blir orientert om og kjenner til de ulike tiltakene.

5. Uforbrente hydrokarboner (metan og NMVOC) fra fakling og kraftgenerering er inkludert i konsekvensutredningen og den underliggende fagrappporten. Figur 8 i fagrappporten viser de ulike utslippene til luft, inkludert hvilke kilder som bidrar med utslipp. Her vises både fakling og kraftgenerering som utslippskilder. Figuren er også inkludert i konsekvensutredningsrapporten i kapitlene 6.2 og 6.3. Bidragene fra enkelte utslippskilder er små, og det er derfor gjort en forenkling i tabell 6-1 i konsekvensutredningen, hvor man ikke har listet bidragene fra alle komponentene, kun fra de største.

Endringen i mengde CO₂-ekvivalenter som slip-
pes ut vil i liten grad påvirkes av om en faktor på 23
eller 25 legges til grunn. Statoil mener derfor at
rapporten som er presentert tilfredsstillende nyere
kunnskap om utslippskilder og effekter av disse når
det gjelder metan og NMVOC.

Når det gjelder utslipp av BC ble kun fakling
inkludert i KU siden man anså at dette var den stør-
ste kilden til utslipp. For å få en vurdering av hvilke
bidrag forbrenning av diesel har til utslipp av BC,
har Johan Castberg prosjektet fått NILU til å utar-
beide et tilleggsnotat som omhandler dette og hvilke
effekter slike utslipp kan få. Utslippene fra Johan
Castberg vil være størst i oppstartsfasen (2019–
2024) på grunn av boreaktiviteten og fakling, for så
å bli betydelig redusert i driftsfasen (fra 2025 og
framover). I forbindelse med opprensning av brøn-
ner og oppstart av anlegget på FPSOen vil fakling
benyttes. Det er antatt at produksjonen på Johan
Castberg vil stabilisere seg i løpet av 6–måneder, og
at fakkelen etter det normalt vil være slukket. Filoso-
fien for fakling tilsier at ved stopp av vitale anleggs-
deler skal brønnene stenges umiddelbart.

Det totale beregnede utslippet av BC vil være
relativt beskjedent, og bidraget fra Johan Castberg
til BC-konsentrasjonen i Arktis vurderes som liten.
På den bakgrunnen vurderes det også at klimaeffek-
ten av disse utslippene alene vil bli små.

NILU-notatet er tilgjengelig i sin helhet på Sta-
toils nettsider, www.statoil.com/johancastberg.

6. Den stabiliserte oljen fra Johan Castberg lagres i
4 senter- og 10 sidelagringstanker. Under normal
drift vil utslipp fra lagringstankene gå til gjenvin-
ning slik at det ikke skal være utslipp av VOC fra
lagringstankene. Dersom man av sikkerhetsmessige
grunner må redusere trykk i lagringstankene vil det
bli utslipp til luft (kald ventilering). Dette vil kun
være unntaksvis dersom man skulle oppleve over-
trykk i tanksystemet.

I henhold til vedlikeholdsprogrammet skal lager-
tankene inspiseres hvert 5 år. Tankene må av sik-
kerhetsmessige grunner gassfries før personell kan
gå inn i lagertanker for innvendig inspeksjon. Der-
som det blir detektert feil i lagertanker vil det også
kunne bli nødvendig å gå inn i tankene. Statoil for-
utsetter at gassfriing ved tanktømming, -åpning og -
ventilering på grunn av nødvendige strukturelle
inspeksjoner, renhold og/eller vedlikehold anses som
utslipp tillatt av sikkerhetsmessige hensyn. Utslipp i
forbinelse med gassfriing ved tanktømming vil ikke
påvirke regulariteten til VOC-anlegget.

VOC-anlegget på Johan Castberg vil være et luk-
ket system, og utslipp av gass til luft vil bare skje
under følgende situasjoner

- dersom trykket i anlegget blir for høyt mot VOC-
kompressor
- ved nødvendig forebyggende og/eller korrektivt
vedlikehold som medfører at VOC-anlegget må
stenges ned.

Statoil forutsetter at utslipp ved situasjoner som
beskrevet over vil anses som tillatte utslipp som er
nødvendige av sikkerhetsmessige hensyn. Driftsregu-
laritet på VOC-anlegget antas å være høyere enn 95
prosent.

Et program for å overvåke og utbedre diffuse lek-
kasjer vil bli operasjonalisert i driftsfasen.

Uttalelsen om mulig innskjerping av utslipps-
grensen for NMVOC under lasting av råolje til skyt-
teltankere tas til orientering. Deler av uttalelsen
synes å være rettet til myndighetene i forbindelse
med godkjenning av PUD, og Statoil finner det ikke
naturlig å kommentere dette.

7. Statoil har vurdert og implementert flere energi-
effektiviseringstiltak for både mobile rigger og
FPSOen, jamfør konsekvensutredningen kap.
6.2.2–6.2.3.

Mobile rigger

Ved oppstart av boreoperasjonen på Johan Castberg
planlegges det å bruke Songa Enabler. Songa Ena-
bler ankom norsk sokkel i 2016 og siden har Songa
og Statoil i fellesskap jobbet med energitiltak. Da
konsekvensutredningen ble sendt på høring var tre
energioptimaliseringstiltak for riggen under vurde-
ring. Disse omfattet gjenvinning av eksosvarme,
temperaturregulering og bedre styring av kjølepum-
per. Det er nå besluttet at alle disse tiltakene skal
implementeres. Dersom det blir gjennomført et skifte
i valg av borerigg i løpet av perioden for produk-
sjonsboring vil det bli stilt krav til en eventuell ny
rigg som også tilfredsstillende miljøkravene for boreak-
tivitet under arktiske forhold.

Statoil er videre av den oppfatning at dersom ny
teknologi med havvind eller brenselceller skal tas i
bruk på norsk sokkel bør man ikke starte med
ombygging av en borerigg i drift. Statoil har likevel
satt i gang en mulighetsstudie sammen med Songa
for en batteri-hybrid løsning der batteriene skal
benyttes som en «spinning reserve» for å kunne få
opp utnyttelsesgraden på dieselgeneratorene.

FPSO

Gjennom prosjektløpet til Johan Castberg har det
vært fokus på å identifisere og implementere energi-
effektive løsninger. Dreneringsstrategien har foku-

sert på energieffektivisering ved å minimere behovet for injeksjon, samt at det har blitt gjennomført en optimalisering av antall bunnrammer og energibruk relatert til injeksjon. Prosjektet har aktivt brukt BAT vurderinger for nøkkelementer som kan være med på å redusere energiforbruket på FPSOen. Følgende tiltak er besluttet implementert

1. Varmegjenvinning.
 - a. Alle gassturbiner installeres med gjenvinning av overskuddsvarme
 - b. Utstrakt bruk av overskuddsvarme fra prosessen som brukes til å varme opp innløpsseparatorer og vann brukt i sulfatfjerningsanlegget
2. Omfattende bruk av turtallsregulering på elektriske pumper og annet utstyr
3. Valg av kompressortechnologi basert på BAT og kontinuerlig vurdering av forbedring av turbiner
4. Bruk av LED lys

Harstad Kommune

Uttalelse:

1. Energieffektivisering

Harstad kommune mener det bør være fokus på energieffektivisering samt oppfølging av flere av tiltakene nevnt i kapittel 6.2 i konsekvensutredningen, både for FPSOen og for den aktuelle boreriggen som skal benyttes. BAT må benyttes der det er rom for det.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvar til uttalelser fra Miljødirektoratet, tema D, punkt 7.

Industri energi

Uttalelse:

1. Valg av kraftløsning

Industri Energi viser til at det er gjort en grundig vurdering av kraftløsning for utbyggingen, og uttaler at løsningen med gassturbiner og varmegjenvinning fremstår som en god og effektiv kraftløsning. Det er positivt at løsningen gir en virkningsgrad på 63 prosent, som i denne sammenheng er høyt.

Operatørens svar:

Uttalelsen tas til orientering.

Petro Arctic

Uttalelse:

1. Miljøstandard

Petro Arctic peker på Norges rolle som ledende nasjon for internasjonale miljøstandarder for å produsere og utnytte olje- og gassressursene med minst mulig negativt fottrykk. Utbyggingen av Johan Castberg bør i en slik sammenheng sette en ny standard innen miljøinnovasjon, effektiv produksjon og utslipp til luft.

Operatørens svar:

Statoil har fokus på klimaendringer, og har som mål å spille en aktiv rolle i den globale energi transformasjonen. Statoil har utviklet et klimaveikart fram mot 2030. Klimaveikartet setter konkrete mål for Statoil og fokuserer på følgende hovedområder

1. Redusere utslippene fra olje- og gassvirksomheten.

Statoil skal redusere egne utslipp betydelig fram mot 2030. Dagens olje- og gassproduksjon er ansett som en av de mest karboneffektive i verden, men Statoil har som mål at den skal ytterligere forbedres. Målet er en reduksjon av karbonintensitet fra dagens 10 kg CO₂ per fat oljeekvivalent eksportert til 8 kg per fat oljeekvivalent eksportert. Til sammenligning er gjennomsnittet for industrien som helhet 18 kg per fat oljeekvivalent.

Utslipp av metan fra gassverdikjeden for eksport til Europa skal minimeres, og ikke overstige 0,3 prosent av levert gass til markedet. Statoil har tatt store skritt innenfor produksjonsfakling. Målet er at produksjonsfakling generelt skal avvikles senest i 2030, noe som vil være på linje med et initiativ fra Verdensbanken – World Bank Zero Flaring by 2030 initiative. Produksjonsfakling skjer i praksis ikke på norsk sokkel.

2. Vokse betydelig i fornybar energi.

Statoil har de senere år investert betydelige beløp i fornybar energi. Innen 2020 skal 25 prosent av forskningsmidlene i Statoil finansiere forskning innen fornybar teknologi og energieffektivitet. I tillegg skal 15–20 prosent av investeringene i 2030 gå til prosjekter innenfor fornybar energiproduksjon.

3. Endre måten vi styrer Statoil på – både gjennom vår strategi og investeringsbeslutninger.

Statoil har endret måten å jobbe med klima på og inkluderer nå klima i beslutningsprosesser både på prosjektnivå og selskapsnivå. Klimarisiko og fotavtrykk har blitt et viktig kriterium for

vurderingene som blir gjort ved konseptvalg i design, i prosjektgjennomføring og driftoperasjoner.

I investeringsbeslutningene for ethvert prosjekt blir en intern karbonpris på minimum US \$50 per tonn CO₂ inkludert. I land med høyere CO₂ beskatning blir den faktiske prisen lagt til grunn.

Statoil stresstester porteføljen av prosjekter mot energiscenarier skissert av det Internasjo-

nale Energibyrådet (IEA). Disse inkluderer en rekke prisforutsetninger for olje, gass og karbon.

Johan Castberg har utviklet et prosjektspesifikt klimaveikart med fokus på reduksjon av utslipp (jamfør pkt. 1 over) og endring av strategi (jamfør pkt. 3 over).

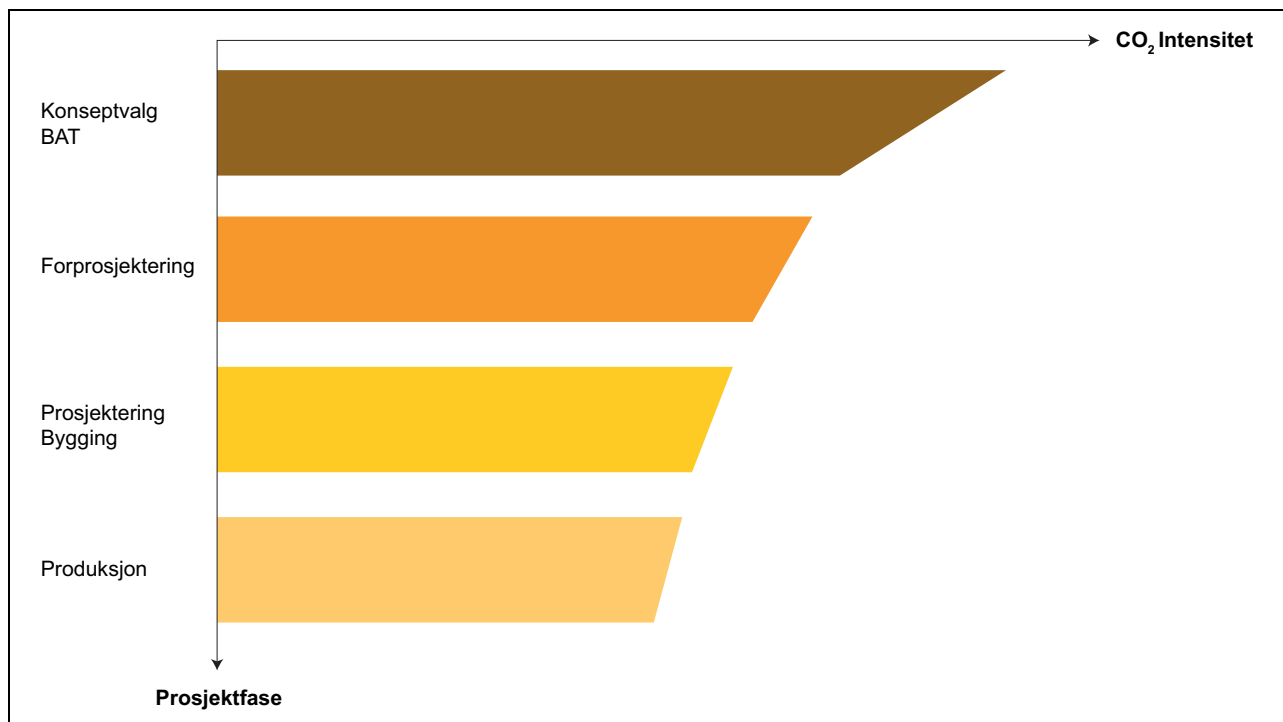
Følgende prosjektspesifikke tiltak er gjennomført:

Fase	Tiltak
Konseptvalg	<ul style="list-style-type: none"> • Optimalisering av konsept • Reduksjon av antall turbiner • Varmegjenvinning • Hastighetsregulering på elektriske pumper (VSD)
Forprosjektering	<ul style="list-style-type: none"> • BAT/ALARP • Tilrettelegging for framtidig tilknytning til vekselstrøm • LED lys • Optimalisering av turbindrift • Utarbeidelse av sjekklister for energieffektivisering • Tiltak for energieffektivisering på Songa Enabler
Prosjektering Bygging	<ul style="list-style-type: none"> • Planlegging og optimalisering av kampanjen for marine installasjoner • Optimalisering av borekampanjen (bruk av anker vs bruk av dynamisk posisjonering) • Strategi for energiplanlegging • Optimalisere energiflyt gjennom bruk av digitalisering • Vurdere hybridteknologiløsninger
Produksjon	<ul style="list-style-type: none"> • Implementere energiplanlegging • Modifikasjoner

Figur 1.1

De skisserte tiltakene i klimakartet for Johan Castberg vil gi reduksjoner i utslipp av CO₂. CO₂-inten-

siteten pr produsert fat vil reduseres som vist i figuren under.



Figur 1.2

E. Konsekvenser for marint miljø- bruk av kjemikalier, utslipp til sjø og BAT, fysiske inngrep, undervannsstøy mv.

Klima- og miljødepartementet (KLD)

Uttalelse:

1. Undervannsstøy og fysiske inngrep

Det planlegges for både tradisjonell seismikkinn-samling og permanent reservoarovervåking der det skytes seismikk 1–2 ganger i året. Det er kunnskapsmangler knyttet til konsekvenser av seismikk på marine pattedyr. KLD forutsetter derfor at Statoil planlegger gjennomføringen av seismikkaktivitetene slik at konsekvenser for marine pattedyr og fisk blir minst mulig. Det pågår et samarbeid mellom Miljødirektoratet og Oljedirektoratet der det vurderes behov for krav til seismikkinn-samling av hensyn til marine pattedyr. Dette arbeidet kan få betydning for seismikk-skyting på Johan Castberg. Statoil planlegger å benytte «soft start» og vil vurdere andre avbøtende tiltak nærmere.

Operatørens svar:

Rettighetshaverne har fokus på effekten av støy i det marine miljø. Gjennom medlemskapet i det internasjonale programmet Joint Industry Program – Sound and Marine Life, har Statoil gjennom flere år støttet forskning som skal bedre forståelsen av hvilke effekter støy fra petroleumsindustrien, inkludert seismikk, har på marint liv. Det vises også til tilsvar til uttalelse fra Norges Kystfiskarlag, tema G, punkt 1.

Johan Castberg legger opp til god planlegging av seismikk-skyting slik at man i størst mulig grad unngår migrasjonsperioder for marine pattedyr. I tillegg planlegges bruk av soft start prosedyre for å redusere virkningene ytterligere.

Miljødirektoratet

Uttalelse:

1. Reinjeksjon og rensing av produsert vann

Miljødirektoratet anser reinjeksjon av produsert vann, sammen med best mulig rensing av vannet, som beste miljøløsning for håndtering av produsert vann og særlig viktig i Barentshavet. Det er derfor positivt at Statoil planlegger med 95 prosent reinjeksjon på Johan Castberg. Miljødirektoratet ser imidlertid at det er flere felt som til tross for at PUD og konsekvensutredning er basert på reinjeksjon av produsert vann, ikke har dette implementert. Det anbefales derfor at 95 prosent

reinjeksjon stilles som vilkår ved en eventuell godkjenning av utbyggingen.

2. Utslipp av rensert produsert vann

Vanninjeksjon benyttes som trykkstøtte, og mengdene produsert vann vil derfor øke utover i feltets levetid. Et antatt utslipp på 5 prosent vannmengde vil dermed kunne utgjøre en betydelig tilførsel til sjø av olje og kjemikalier som følger med det produserte vannet. Miljødirektoratet viser til at valgte løsning, basert på hydrosykloner og kompakte flotasjonsenheter, vil rense vannet slik at oljeinnholdet blir 15 mg/l vann. Miljødirektoratet sin vurdering er at bruk av BAT for rensing av produsert vann på et nytt felt kan gi oljekonsentrasjoner på under 10 mg/l. Opplysninger innhentet fra leverandører av vannrenseanlegg til offshoreindustrien gir også grunn til å forvente rensesgrad som gir konsentrasjoner under 10 mg/l.

Miljødirektoratet anbefaler derfor at Statoil bør planlegge for ytterligere tiltak, i form av flere rensetrinn, bytte av komponenter, endret oppsett av rensesanlegget, driftsoptimalisering eller annet dersom 10 mg/l ikke oppnås ved den nåværende løsningen. Statoil bør kunne redegjøre for hvordan dette nivået skal oppnås forut for eller i forbindelse med framlegging av PUD. Vi vil også vurdere om det skal fastsettes et særskilt krav på 10 mg/l til Johan Castberg når det skal gis tillatelse etter forurensingsloven. Til slutt påpeker Miljødirektoratet at de merker seg at kapasiteten på rensesanlegget vil kunne overskrides dersom nye felt fase inn, og at det bør dokumenteres ved framleggelse av PUD at det er tilrettelagt for å øke kapasiteten som nødvendig.

3. Bruk og utslipp av biocid i forbindelse med sulfatfjerningsanlegget

Miljødirektoratet uttaler at det er planlagt bruk og utslipp av biocid i sulfatfjerningsanlegget. Biocidet er miljøfarlig og utslipp ikke er ønskelig. Biocidet er svært akutt giftig, svært lite nedbrytbart og man vet lite eller ingenting om effekter av mer langvarig eksponering for lave konsentrasjoner av biocidet.

Miljødirektoratet påpeker at biocidbruken er akseptabel gitt at viktige tiltak blir gjennomført. Disse tiltakene omfatter offline-behandling, tilsetning av natriumbisulfitt før utslipp og optimalisering av behandling og mest mulig gjenbruk av kjemikaliet. Det understrekes også at dersom tiltakene ikke gjennomføres, kan miljøkonsekvensene bli langt større enn hva som nå legges til grunn

ved beslutningen om utbyggingen av Johan Castberg. Det vil derfor stilles vilkår for å redusere utslippene ved Miljødirektoratet sine behandlinger av tillatelser etter forurensningsloven.

4. Lekkasjedeteksjon på undervannsinstallasjoner

Miljødirektoratet påpeker at små lekkasjer av hydrokarboner og kjemikalier fra undervannsinstallasjoner over tid kan utvikle seg til store lekkasjer. Tidlig deteksjon av eventuelle lekkasjer vil redusere omfang og konsekvenser av hendelsen. Selv små utslipp kan medføre skade på sårbare bunnhabitater og organismer i vannsøylen. Miljødirektoratet anser lokal lekkasjedeteksjon på undervannsinstallasjoner for å være beste tekniske løsning for å oppdage lekkasjer tidlig. Det er derfor viktig at dette tiltaket gjennomføres slik Statoil har lagt opp til. Vi anbefaler derfor at det ved eventuell godkjenning av utbyggingen stilles krav om at lokal lekkasjedeteksjon installeres.

5. Seismikk – marin støy

Statoil vil gjennomføre en mer detaljert vurdering av mulig påvirkning på marine pattedyr fra seismikk, før oppstart av seismikkoperasjonen. Miljødirektoratet mener det er bra at Statoil har fokus på seismikk og marine pattedyr, og at det er viktig at Statoil i sin planlegging videre har fokus på ulike avbøtende tiltak, som å unngå innsamling av seismikk i vandringsperiodene for hval.

Miljødirektoratet er i dialog med OD om seismikk og mulig behov for annen regulering enn i dag for å ivareta mulige konsekvenser for marine pattedyr. Resultatene av dette arbeidet kan få betydning for seismikkarbeidet på Johan Castberg.

Operatørens svar:

1. *Merknaden tas til orientering. Deler av uttalelsen synes å være rettet til myndighetene i forbindelse med godkjenning av PUD, og Statoil finner det ikke naturlig å kommentere dette.*

2. *Reinjeksjon av produsert vann er valgt av miljøhensyn og er for Johan Castberg ansett som BAT. Sammenlignet med å injisere kun sjøvann, eksponerer denne strategien prosjektet for økt risiko for problemer med injektivitet, oppsprekking, samt redusert produktivitet. Reinjeksjon av produsert vann legger derfor strenge føringer for design av renseanlegget uavhengig av de fem prosentene som er forventet å bli sluppet til sjø.*

Statoil anser valgt løsning for rensing av produsert vann for å være det beste som er praktisk mulig å få til, både med hensyn til valg av renseteknologi og rekkefølgen på utstyr. Rensesystemet inneholder flere ulike teknologier for fjerning av olje; hydrosykloner, kompakte flotasjonsenheter og én avgassingstank. Teknologien som benyttes er også videreutviklet i forhold til tilsvarende utstyr som er i drift per i dag.

Produsertvannsystemet er designet for best mulig fjerning av dispergert olje og sand. Dette inkluderer blant annet følgende tiltak:

- *Utførte tester av oljens separasjonsegenskaper.*
- *Design av separator, driftstemperatur o.a. er tilpasset Johan Castberg-oljens egenskaper for å oppnå lavest mulig olje i vann og vann i olje.*
- *Høy fleksibilitet med flere parallelle enheter hydrosykloner og kompakt flotasjons-enheter (CFU-er) som gir mulighet for å håndtere store spenn i vannproduksjon og opprettholde maksimal renseseffekt.*
- *Bruk av CFU-teknologi med multiple gassinjek-sjonspunkter med dokumentert høy virkningsgrad.*
- *Minimalisert pumping og resirkulering av vannstrømmer i systemet (for å redusere problem knyttet til skjærkrefter og emulsjonsdannelse).*
- *Bruk av lauskjær-pumper (for å begrense oppdeling av oljedråper).*
- *Muligheter for optimalisering av kjemikaliedosering på alle rensetrinn.*
- *Bruk av ny kvalifisert teknologi for kjemikalieinjeksjon som gir optimal dosering og kontroll av alle produksjonskjemikalier. Dette er spesielt viktig for kjemikalier som gir negativ påvirkning på olje/vann separasjon.*
- *Kontroll og rensing av vann fra spyling av separatorene.*
- *Bruk av sandsyklon lokalisert i produsertvannsystemet oppstrøms CFU for økt beskyttelse av og mulig økt ytelse i CFU og avgassingstank.*
- *Tilgjengelighetsanalyser viser høy grad av oppetid på produsertvannsystemet.*
- *Løsninger som skal minimalisere behov for vedlikehold og potensielle driftsforstyrrelser (f.eks. inspeksjon, automatisk spyling, materialvalg).*

Som nevnt i konsekvensutredningen er det forventet en gjennomsnittlig olje i vann-konsentrasjon på 15 mg/l. Det er en viss usikkerhet knyttet til om en så lav konsentrasjon kan oppnås i de første driftsårene, men vannratene er da lave slik at også det totale utslippet av olje blir lavt. Usikkerhetene i rensegrad er i hovedsak knyttet til oljekvalitet, driftsforstyrrel-

ser de første driftsårene med lav vannproduksjon, hyppige brønnoppstarter og innkjøring av anlegg.

Leverandører angir ofte høyere renseeffektivitet enn det man kan legge til grunn i design. En mer konservativ vurdering er basert på bred driftserfaring med aktuell teknologi. Leverandører garanterer bare for enkelte forhold og tar ikke høyde for normale operasjonelle svingninger. Vi har i konsekvensutredningen oppgitt hva vi forventer av rensegrad.

Johan Castberg prosjektet vil til enhver tid ha fokus på optimalisering av produsert vann-systemet for å oppnå best mulig rensegrad, uavhengig av om det reinjiseres til reservoar eller slippes til sjø. Fra et reservoarsynspunkt er høy kvalitet på vannrensing svært viktig.

For at Johan Castberg skal kunne oppnå et olje i vann-innhold på 10 mg/liter eller mindre må hele vannrenseløsningen bli redesignet og man vil vært avhengig av å ta i bruk ny teknologi som per i dag ikke er kvalifisert for bruk offshore. Dette vil medføre en høy risiko for økte kostnader og forsinkelse av gjennomføringsplanen.

3. Prosjektet har lagt til rette for offline biocid-behandling og bruk av natriumbisulfitt som nøytraliseringsmedium i design. Det vil bli arbeidet videre med å optimalisere kjemikaliebruk på Johan Castberg gjennom detaljplanlegging og drift.

4. Johan Castberg prosjektet bekrefter at det vil bli installert metansniffere på havbunnsrammene som skal detektere eventuelle hydrokarbonlekkasjer fra produksjonsbrønnene. Hydraulikkolje vil bli overvåket ved bruk av flowmeter i Hydraulic Power Unit (HPU og i Subsea Control Modul (undervannsstyringsmodul), samt ved monitorering av tanknivåmåler i HPU.

5. Det vises til uttalelsen og tilsvar til Klima- og miljødepartementet, tema E, punkt 1

Norsk Polarinstitutt (NPI)

Uttalelse:

1. Seismikk – marin støy

NPI ønsker å understreke behovet for gode og gjennomarbeidete rutiner for å unngå miljøskade. Det er godt dokumentert at seismiske lyd-pulser kan forårsake skade på både marine arter nær lyd-kilden, i tillegg til at dyr endrer atferd selv langt unna lyd-kilden. I disse områdene av Barentshavet, hvor blant annet mengden av dykkende sjøfugl er langt større gjennom hele året enn vi tidligere har trodd, samt at vi vet det tidvis vil være ansamlinger av sjøpattedyr til ulike tider, er

det derfor kritisk viktig at seismiske undersøkelser gjennomføres iht. best tilgjengelige praksis (f.eks soft start).

Operatørens svar:

Det vises til uttalelsen og tilsvar til Klima- og miljødepartementet, tema E, punkt 1.

Statens Strålevern

Uttalelse:

1. Reinjeksjon av produsert vann

Statens Strålevern registrerer at Johan Castberg vil driftes med høy grad av reinjeksjon av produsert vann, noe som er et viktig tiltak for å redusere utslippene av radioaktive stoffer til sjø.

Operatørens svar:

Merknaden tas til orientering.

Nasjonalt Institutt for Ernærings- og Sjømatforskning (NIFES)

Uttalelse:

1. Utslipp av produsert vann og effekt på fisk

NIFES peker på at det er planlagt rensing og reinjisering av produsert vann. Utilsiktede oljeutslipp kan føre til at fisk fra det forurensede området kan oppnå forhøyede nivåer av uønskede stoffer som tungmetaller og PAH. Erfaringer fra Deepwater Horizon viser at PAH nivåene i fisk var under grenseverdiene igjen kort tid etter ulykken. Derfor er det ikke forventet at PAH vil akkumulere i fisk i den grad at det utgjør en fare for mattryktheten. Selv om det ikke er en generell grenseverdi for PAH lenger er det likevel viktig at den regelmessige overvåkingen opprettholdes. Det er heller ikke forventet at akkumulering av tungmetaller vil utgjøre noe fare for matsikkerheten fordi produsert vann inneholder svært lave nivåer av tungmetaller.

Pr januar 2017 ligger det ingen havbrukslokalteter nærmere enn 4–5 km fra kommunikasjonskabelen til Melkøya. Med utgangspunkt i et varmere havklima er det forventninger til betydelig vekst i lakseoppdrett i Finnmark.

Operatørens svar:

Merknaden tas til orientering. Den fiberoptiske kabelen til Melkøya vurderes å ikke representere noen forurensningsfare.

F. Sikkerhet, miljørisiko og oljevernberedskap

Klima- og miljødepartementet (KLD)

Uttalelse:

1. Miljørisiko og beredskap

Klima- og miljødepartementet peker på at miljørisiko for marine pattedyr ved et eventuelt akutt utslipp er vurdert som lav, mens beregnet miljørisiko for sjøfugl på åpent hav er betydelig, spesielt for lomvi og lunde. I tillegg kan stranding av olje få alvorlige konsekvenser for alke og lunde på og rundt hekkekoloniene. Det har tilkommet ny kunnskap om sjøfugl som ikke inngår i risikoberegningene. Da feltet ligger i et område som er svært viktig for sjøfugl, bør betydningen den nye kunnskapen får for miljørisikoen synliggjøres nærmere.

KLD understreker at operatørene er ansvarlige for å ha en tilstrekkelig beredskap mot akutt forurensning, og forutsetter at beredskapen som etableres på Johan Castberg er tilfredsstillende, også om det skulle bli en stor og langvarig aksjon.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvar til uttalelsene fra Miljødirektoratet tema F, punkt 1–4.

Miljødirektoratet

Uttalelse:

1. Modellert scenario

Miljødirektoratet slår fast at størrelsen på det modellerte utslippsscenarioet er tilsvarende Deepwater Horizon. Statoil har lagt til grunn en varighet på 70 dager, og selv om dette er noe kortere varighet enn Deepwater Horizon vil det gi store mengder olje i og på sjøen.

Oljen gir stabile emulsjoner og lang levetid på sjøen med tilhørende potensial for å skade miljøverdier innenfor influensområdet og et stort beredskapsbehov. Miljødirektoratet forventer at Statoil i søknad om tillatelse til virksomhet, viser hvilke vurderinger og tiltak som er gjort for å redusere utstrømningsratene ved en potensiell utblåsning.

2. Miljøkonsekvenser for sjøfugl

Miljødirektoratet peker på at oljedriftsanalysen viser lange drivtider til land og stranding av moderate mengder olje. Miljørisikoanalysen viser, som forventet, derfor størst utslag for sjøfugl på åpent hav og med lomvi og lunde som artene som slår

høyest ut. Konsekvensutredningen viser at det er betydelige forekomster av sjøfugl i området gjennom store deler av året som kan påvirkes av utslipp. Med potensielt svært store utslippsmengder mener Miljødirektoratet at det kan være behov for tiltak for å beskytte sjøfugl i perioder hvor risiko er spesielt høy. Aktuelle tiltak er å styre risikofylt aktivitet, for eksempel under produksjonsboring i reservoarsonene, utenom perioder hvor sjøfugl er mer utsatt på grunn av store ansamlinger eller sårbare livsstadier.

Miljørisikoanalysen viser at sannsynligheten for betydelig eller alvorlig miljøskade er høyest i perioden januar–juli. Utblåsninger fra boring og komplettering bidrar mest til den høye miljørisikoen. De høye ratene spesielt ved produksjonsboring (DFU2 1) bidrar til en betydelig miljørisiko for sjøfugl på åpent hav, og også potensielt store strandingsmengder av olje, og alvorlige konsekvenser for alke og lunde på og rundt hekkekoloniene.

NINA har vurdert konsekvensene av en utbygging av Johan Castberg for sjøfugl. Denne gir en god og nyttig oversikt over kunnskapen om sjøfugl i området. Det er imidlertid viktig å påpeke at ikke all denne kunnskapen er tilgjengelig for kvantitative analyser av miljørisiko. NINA skriver at det er god grunn til å anta at svømmetrekket til lomvi foregår sørøstover fra Bjørnøya, og at mange fugler vil passere nær Castberg. Miljødirektoratet vurderer at svømmetrekket vil kunne bidra til at miljørisiko for lomvi i denne perioden er høyere enn det miljørisikoanalysene viser, da denne kunnskapen per i dag ikke inngår i analysene.

Miljødirektoratet er av den oppfatning at de høye utslippsratene er problematiske i et havområde som huser sjøfuglbestander av nasjonal og internasjonal betydning, og som er en viktig sjøfuglregion i global forstand. Dette sammen med at miljørisiko kan være høyere enn det som framgår av KU gjør at Miljødirektoratet mener at en oppdatering vil være av betydning for Stortingets behandling av saken, og bør derfor legges fram i forbindelse med PUD-innsendelsen. Det viser også behovet for risikoreduserende tiltak.

3. Fremstilling av miljørisiko

Miljørisiko er presentert for sesonger, og sesong-sammenstilling kan midle ut høyere verdier og samtidig gi et dårligere grunnlag for risikostyring enn månedssammenstilling. Miljødirektoratet vil derfor i underlaget for søknad om tillatelse også

se miljørisiko presentert for måned, for de utslagsgivende arter og sesonger.

Statoil har vist beregninger av miljørisiko basert på feltspesifikke akseptkriterier. Grunnlaget for disse akseptkriteriene er basert på at et felt består av to installasjoner. Dersom Statoil hadde benyttet sine installasjonsspesifikke akseptkriterier ville imidlertid den beregnede miljørisikoen ha blitt vist som dobbelt så høy (som andel av akseptkriteriet). I tillegg er det Miljødirektoratets vurdering at Statoil også burde ha synliggjort miljørisikoen knyttet til boring av en enkelt produksjonsbrønn basert på deres operasjonsspesifikke akseptkriterier, for å synliggjøre miljørisikonivået knyttet til boring av produksjonsbrønner hvor de beregnede utblåsningsratene er svært høye. Dette forventer vi gjøres i forbindelse med søknad om produksjonsboring.

4. Beredskap mot akutt forurensning

Miljødirektoratet peker på at konsekvensutredningen synliggjør at dimensjonerende utslippsrate på 8100 m³/døgn vil utløse et beredskapsbehov på 15 systemer for mekanisk bekjempelse i barrierene på felt/åpent hav. Bruk av 15 systemer vil kreve 30 fartøyer (oljevernartøy + slepeartøy), samt systemer for overvåking og koordinering av aksjonen. Dersom høyeste utslippsrate blir benyttet vil behovet øke ytterligere.

Statoil har beskrevet i KU at alle de tre oljene i Johan Castberg-lisensen er egnet for kjemisk dispergering og at det vil være dispergeringsmiddel tilgjengelig på feltet og via NOFO. Det er ikke beskrevet ytelseskrav og beredskapsbehov knyttet til kjemisk dispergering, selv om dette kan bli et viktig tiltak. Miljødirektoratet forventer at dette er utførlig beskrevet i beredskapsanalysen som underlag for søknad etter forurensningsloven.

Miljødirektoratet har etterlyst en bedre dokumentasjon på om det faktisk er mulig å gjennomføre en beredskapsaksjon med så mange systemer. Det beregnede beredskapsbehovet er basert på flere forutsetninger, som blant annet innebærer at en stor andel av systemene må bekjempe oljen nær kilden, hvilket vil si innen noen få kilometer fra utslippskilden. Det vil innebære store utfordringer å koordinere og manøvrere et stort antall fartøyer og systemer innenfor et begrenset område. Fartøyene vil kunne fordeles utover et større område, og følge oljen i dens drivbane, men dersom dette legges til grunn som forutsetninger, vil beredskapsbehovet øke ytterligere fordi mulig oppsamlet mengde per system vil reduseres.

Vi vil videre påpeke at en beredskapsaksjon med i alt 15 systemer, som mest sannsynlig vil måtte erstattes av andre systemer på sokkelen etter en viss tid, vil legge beslag på en betydelig andel av den samlede beredskapen på norsk sokkel. Konsekvensen av dette vil kunne bli at andre felt ikke kan etterleve sine krav til beredskap og installasjoner vil måtte stenge ned produksjonen, med de økonomiske konsekvenser dette vil ha. Vi etterlyser en vurdering fra Statoil om i hvilken grad de faktisk har tilgang til så mange systemer gjennom en lengre beredskapsaksjon som de har lagt til grunn. Miljødirektoratets vurdering er at Statoil ikke har presentert tilfredsstillende dokumentasjon på utholdenhet ved en aksjon som krever så mange systemer som er planlagt for Johan Castberg.

Operatørens svar:

1. *Uttalelsen tas til orientering. For å illustrere en enkelthendelse som representerer et verstefallsscenario, er det i konsekvensutredningen valgt å vise den simuleringen fra scenariet med størst rate og lengste varighet som har 95-prosentilen av størst strandet mengde. Dette er et sjøbunnsutslipp med rate på 10 000 m³/døgn, som varer i 70 døgn. Fekvensen for dette scenariet er en hendelse hvert 350 000 år per brønn. I forbindelse med søknad om tillatelse til virksomhet vil rettighetshaverne beskrive hvilke vurderinger og tiltak som har blitt gjort for å redusere utstrømningsratene ved en potensiell utblåsning.*

2. *Miljørisikoanalysen for Johan Castberg er basert på datagrunnlag for sjøfugl fram til april 2016. De tilgjengelige datasettene kommer fra SEAPOP og SEATRACK programmene, og dette er pågående datainnsamlingsprosjekt som fortløpende vil generere nye datasett. Disse datasettene anses som de mest oppdaterte kildene for sjøfugl og deres bevegelser i Barentshavet.*

Siden nye datasett blir tilgjengelig gjennom prosjektets levetid vil Statoil legge opp til å oppdatere miljørisikoanalysen for Johan Castberg i forbindelse med utarbeidelsen av søknad om produksjonsboring. Statoil vil i tillegg følge med på andre forskningsprogrammer som er/vil bli igangsatt i tiden framover, inkludert MARAMBS, for å sørge for at den oppdaterte miljørisikoanalysen vil bli basert på de beste tilgjengelige data for sjøfugl og marine pattedyr.

3. *I forbindelse med søknad om produksjonsboring vil Statoil oppdatere miljørisikoanalysen til å inkludere miljørisiko presentert pr måned for utslagsgivende arter og sesonger.*

Feltspesifikke akseptkriterier.

Johan Castberg er planlagt utbygd med en FPSO, 30 brønner fordelt på 10 bunnrammer og 2 enkeltstående satellitter. Statoil har bevisst benyttet feltspesifikke akseptkriterier fordi utbyggingsløsningen utgjør mer enn to innretninger og mer enn 20 årlige operasjoner. Når det gjelder bruk av operasjonsspesifikke akseptkriterier for produksjonsboring forventes miljørisikoen lavere sammenlignet med en leteboring fordi sannsynlighet for hendelse er i størrelsesorden 3–4 ganger lavere.

4. Johan Castberg sin beredskapsanalyse omtaler kjemisk dispergering og nødvendig mengde tilgjengelig dispergeringsmidler for å møte Statoil sitt minimumskrav for håndtering av 500 Sm³ oljeutslipp innen fem timer fra utslippet er oppdaget. Analysen er konservativ, og baserer seg på olje fra Skrugard som dimensjonerende pga høyest og raskest vannopptak. Tabellen under viser beregnet behov. Beredskapsanalysen er tilgjengelig i sin helhet på Statoils nettsider, www.statoil.com/johan-castberg.

	Vinter 5 °C 10 m/s vind	Sommer 15 °C 5 m/s vind
Utslipp (Sm ³)	500	500
Fordampning % (etter 2 timer på sjø)	6	5
Nedblanding % (etter 2 timer på sjø)	3	0
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm ³)	455	475
Vannopptak % (etter 2 timer på sjø)	52	21
Emulsjonsmengde tilgjengelig for kjemisk dispergering (Sm ³)	948	601
Behov for dispergeringsmiddel (dosering 1:20) (Sm ³)	47	30

Ytelseskrav og beredskapsbehov knyttet til kjemisk dispergering vil bli beskrevet i beredskapsanalysen som underlag for søknad etter forurensningsloven. Det henvises for øvrig til tilsvar til uttale fra Kystverket, tema F, punkt 1.

På Johan Castberg er det beredskapsbehovet ved en utblåsning vinterstid som vil være dimensjonerende, og dette utgjør 15 systemer i barriere 1 og 23.

I kommunikasjon med myndigheter rapporteres vanligvis det sammenslåtte beredskapsbehovet i barrierer 1 og 2.

Metodikken for beregning av beredskapsbehovet tar videre hensyn til forskjellen mellom barriere 1 og 2 når det gjelder olje tilgjengelig for opptak. Påfølgende tabell viser beredskapsbehovet fordelt mellom barriere 1 og 2 under sommer og vinterforhold.

	Vinter 5 °C 10 m/s	Sommer 15 °C 5 m/s
Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1	7	5
Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 2	8	3
Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1 og 2	15	8

Ved en hendelse vil det reelle beredskapsbehovet vurderes fortløpende, og vil kunne variere etter hvert som hendelsen utvikler seg.

Beredskapen på norsk sokkel er dimensjonert for å kunne takle en enkelt pågående hendelse, på samme måte som den statlige beredskapen langs norskekysten er dimensjonert for å kunne bekjempe en enkelt pågående hendelse. NOFO har bygd opp en utstyrspool som er tilgjengelig for operatørene på norsk sokkel.

Det blir gjort fortløpende vurderinger, på bakgrunn av operatørens planlagte framtidige aktivitetsnivå, av hvor mange systemer som til enhver tid må være tilgjengelige i denne poolen. Det tilgjengelige utstyret er dimensjonert for å kunne opprettholde en langvarig oljevernaksjon. For å øke robustheten til oljevernberedskapen på norsk sokkel har NOFO besluttet å gå til innkjøp av ytterligere 5 systemer, slik at antall tilgjengelige systemer på norsk sokkel etter hvert blir 30.

Diskusjonen rundt parallelle behov for oljevernressurser er spilt inn til NOFO og vil tydeliggjøres som en del av pågående oppdatering av planverket.

I forbindelse med forberedelsene til leteboringskampanjen i Barentshavet sommeren 2017 utarbeidet Statoil et dokument som omhandler utholdenhet og opptrapping av oljevernaksjon ledet av Statoil. Langvarige og komplekse oljevernaksjoner krever mye personellressurser og en effektiv organisering av disse.

Vaktgående personell i Statoil og NOFO sine beredkapsorganisasjoner vil kunne håndtere begrensede aksjoner og den innledende fasen av en større oljevernaksjon. Vedvarende og større aksjoner vil kreve styrking av organisasjonene fra ledelsesnivå til operative nivåer på sjø og eventuelt på land.

Statoil har 6 vaktlag med 16 personer som ved en større hendelse vil inngå i en rotasjonsbemanning i Statoils Incident Management Team (IMT). I tillegg består IMT av 11 personer med kompetanse innenfor miljø som vil bli mobilisert i en oljevernaksjon. Siden 2015/ 2016 har Statoil disponert en kontinuerlig trent beredkapsstyrke på 160 personer kalt GIMAT (Global Incident Management Assist Team). Styrken består av Statoil-ansatte og dekker alle posisjoner i en IMT fra øverste ledelse til skadestedsledelse i felt og dekker bransjene Operasjon, Miljø og Planlegging, Logistikk, Administrasjon i tillegg til ledelse- og støttefunksjoner. Statoils GIMAT vil benyttes til å styrke lokal IMT ved behov.

For mer informasjon om utholdenhet og opptrapping i en oljevernaksjon vises det til dokumentet «Utholdenhet og opptrapping av oljevernaksjon ledet av Statoil» som er tilgjengelig i sin helhet på Statoils nettsider, www.statoil.com/johancastberg.

Norsk Polarinstitut (NPI)

Uttalelse:

1. Miljørisiko og beredskap

Norsk Polarinstitut påpeker at DFU 1 er et utslipp som i størrelse og omfang i sin lengste varighet (70 døgn) omtrent tilsvarer ulykkeshendelsen på Deepwater Horizon i 2010. Denne utblåsningen varte i 87 døgn og det totale arealet hvor oljesøl ble observert på overflaten var på ca 115 000 km², et areal som tilsvarer omtrent en tredjedel av det arealet som dekkes av alle blokkene i Barentshavet, og som tilsvarer influensområdet etter oljedriftssimulering i figur 12.1 i konsekvensutredningen. NPI skulle gjerne sett en mer omfattende dokumentasjon på hvordan tilgjenge-

lig beredskap vil håndtere en hendelse av slikt omfang.

Johan Castberg ligger godt sør for SVO'ene polarfront og variabel iskant (hhv 180 og 250 km), og 155 km fra maksimal isutbredelse for april i perioden 1986–2015. Likevel viser oljedriftssimuleringer, spesielt ved utslippshendelser med lang varighet, at oljen kan treffe iskantsonen, med størst sannsynlighet i mars-april. Selv om dette er scenarier som har svært lav sannsynlighet for å inntreffe, så er det en reell bekymring i forhold til kapasiteten på beredskapen, og for at framtidige uhell kan medføre store konsekvenser for økosystemene i Barentshavet.

Operatørens svar:

Uttalelsen tas til etterretning. Det vises også til uttalelsene fra KLD og Miljødirektoratet tema F. Miljørisikoanalysen og beredkapsplaner vil oppdateres i forbindelse med innsending av søknad om produksjonsboring.

Kystverket

Uttalelse:

1. Spredningsmodeller

Kystverket savner informasjon om oljens fysiske og kjemiske egenskaper som grunnlag for spredningsmodellene, inkludert levetid på sjø under ulike lys og temperaturforhold, oppløsning i vann, fordampning, emulsjonsegenskaper med mer. Siden oljen endrer seg i løpet av produksjonstiden er det viktig at oppdaterte data om oljen er tilgjengelige. Dette er avgjørende for valg av bekjempningsmetoder og eventuell igangsetting av skjerming av spesielt sårbare områder.

2. Oljeinnhold i produsert vann

Kystverket påpeker at det har blitt beregnet en konsentrasjon med et månedsmiddel dispergert olje på 15 mg/l. I perioder vil utslippet ligge over dette. Kystverket viser til at de har erfaring med at disse periodene kan gi tydelige indikasjoner via oljedetekterende satellitter, og særlig under rolige vindforhold. I noen tilfeller kan også oljen samles i lange striper på sjøen og oppkonsentreres på overflaten slik at den kan samles opp eller dispergeres. Områdeberedskapen bør ha en lav terskel for å aksjonere mot olje på sjøen, særlig når miljøfølsomme naturressurser befinner seg i området (eks. svømmetrekk av alkefugl).

3. Sannsynlighet for oljeutslipp

Kystverket påpeker at størst sannsynlighet for oljeutslipp knyttes til omlasting fra FPSO til skytteltanker. Overvåking av denne beredskapen, samt automatiske og manuelle avstegningsmekanismer må beskrives i beredskapsplanen.

4. Beredskapsplan

Oljevernberedskapen er beskrevet på et overordnet nivå og kun opp mot dimensjonerende scenarier. Den endelige beredskapsplanen bør høres med Kystverket som ansvarlig myndighet når akutt forurensning oppstår. Den bør også inneholde planer for hvordan de mest sårbare sjøfuglkoloniene (Bjørnøya, store kolonier på Finnmarkskysten) kan skjermes om olje unnslipper de første barrierene.

Operatørens svar:

1. Statoil har fått utarbeidet en beredskapsanalyse for Johan Castberg. Under følger et utdrag som beskriver oljenes fysiske og kjemiske egenskaper. Beredskapsanalysen er tilgjengelig i sin helhet på Statoils nettsider, www.statoil.com/johancastberg.

Oljetyper ved Johan Castberg.

Hver av de tre reservoarene på feltet, Skrugard, Havis, og Drivis, har ulike oljetyper, og det utført eget forvittringsstudie for hver. Forvittringsstudiet til Drivis har sammenlignet de tre oljene, og oppsummerer at det er Skrugardoljen som er dimensjonerende i forhold til beredskapsbehov grunnet høyest og raskest vannopptak. For punktutslipp fra FPSO og skytteltanker, vil oljetyperen være en blanding av oljene som produseres på gjeldende tidspunkt, og for-

vittringsegenskapene vil dermed kunne variere noe ettersom produksjonen endres over tid. Konservativt er Skrugardoljen benyttet til beregning av beredskapsbehov for punktutslipp. I den feltspesifikke beredskapsplanen vil det være aksjonsplaner for hver type utslipp, med tilhørende oljetype.

Forvittringsstudie av Skrugardolje ble utført av SINTEF i 2012. Skrugardolje er en naftensk olje med middels tetthet, og lavt asfalten og voksinnhold. Skrugardolje danner stabile emulsjoner og bruk av emulsjonsbryter vil kunne være effektivt ved lagring av olje.

Forvittringsstudie av Havis oljen ble utført av SINTEF i 2013. Havis er en parafinsk råolje, med middels tetthet (0,850 g/ml), og lavt asfalteninnhold (0,1 wt-%) og medium voksinnhold (4,5 Wt-%). Havis olje danner stabile emulsjoner og bruk av emulsjonsbryter vil kunne være effektivt ved lagring.

Forvittringsstudie av Drivisolje i ble utført av SINTEF i 2017. Drivis er en parafinsk olje med middels tetthet (0,838 g/ml), og lavt asfalteninnhold og middels til lavt voksinnhold. Drivis danner stabile emulsjoner og bruk av emulsjonsbryter vil kunne være effektivt ved lagring av olje. Drivis har et relativt rask og høyt vannopptak (80 prosent), og høy nedblanding og fordampningsgrad.

Forvittringsegenskaper for de tre oljene er angitt i Tabell 1.1. Representative forhold i sommerhalvåret er satt til en overflatetemperatur på sjøen på 10°C og vindstyrke på 5 m/s, mens for vinterhalvåret er satt til en sjøtemperatur på overflaten 5°C og vindstyrke på 10m/s. Disse forholdene stemmer overens med egen rapport for feltspesifikke meteorologiske data for Johan Castberg, som tilsier en gjennomsnittlig overflatetemperatur på sjøen i desember på 4,5°C og 8.2 °C i august. Tidsintervall som tilsvarer forventet forvittringsgrad i barriere 1 og 2 er satt til 2 timer og 12 timer.

Tabell 1.1 Forvitringsegenskaper til oljene på feltet ved 2 og 12 timer, vinter (5 °C, 10 m/s vind) og sommer (10 °C, 5 m/s vind)

		Skrugard		Havis		Drivis	
		Vinter	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
2 timer	Fordampning (%)	6	5	14	12	21	18
	Nedblanding (%)	3	0	3	0	9	0
	Vanninnhold (%)	52	21	21	7	19	6
	Viskositet av emulsjon (cP)	439	84	304	110	288	95
	Gjenværende olje på overflate (%)	90	94	81	87	68	81
12 timer	Fordampning (%)	13	11	24	22	29	27
	Nedblanding (%)	17	1	22	2	27	2
	Vanninnhold (%)	79	68	64	34	64	30
	Viskositet av emulsjon (cP)	4 580	1 270	2 060	611	2 970	601
	Gjenværende olje på overflate (%)	68	87	53	75	42	69

Oljenes egenskaper ved mekanisk oppsamling.

Erfaring fra norske feltforsøk viser at risikoen for lekkasje av olje under lensa er størst for oljer/emulsjoner med viskositet under 1000 cP. Når viskositeten er over 15000 cP vil det kunne være behov for skimmer for høyviskøse oljer. Figur 1.3 oppsummerer potensialet for mekanisk oppsamling av Skrugard, Havis og Drivis ved definerte vinter- og sommerforhold, basert på kun viskositeter.

Emulsjon av Skrugardolje vil ha viskositeter over 1000 cP etter 12 timer ved sommerforhold og etter 6 timer ved vinterforhold. Det er raskere emulsjonsdannelse og økning i viskositet med økning i vindstyrke.

Emulsjon av Havisolje vil ha viskositeter over 1000 cP ved 24 timer ved sommerforhold og ved 6 timer ved vinterforhold. Det er raskere emulsjonsdannelse og økning i viskositet med økning i vindstyrke.

Emulsjon av Drivisolje vil ha viskositeter over 1000 cP ved 24 timer ved sommerforhold og ved 6 timer ved vinterforhold. Det er raskere emulsjonsdannelse og økning i viskositet med økning i vindstyrke.

Oljenes forvitringsegenskaper tilsier at det ikke er behov for eget utstyr for høyviskøse oljer (tungoljeskimmere).

Bruk av emulsjonsbryter for alle tre oljer bør vurderes ettersom de stabile emulsjonene har høyt vannopptak som krever stor tankkapasitet ved oppsamling. De tre oljene er testet for effekt av emulsjonsbryter og dosering i forvitringsstudiene. Emulsjonsbryter vil skille vann ut av emulsjonen, som kan dreneres ut og vil frigjør lagringskapasitet for oppsamlet emulsjon. Effekten av emulsjonsbryter er vurdert i forvitringsstudiet å være god for alle tre oljetyper.

		Tid (timer)				Tid (døgn)					
		1	3	6	12	1	2	3	4	5	
Skrugard	Vinterforhold										
	Sommerforhold										
Havis	Vinterforhold										
	Sommerforhold										
Drivis	Vinterforhold										
	Sommerforhold										
			Godt potensial for mekanisk oppsamling								
			Risiko for lekkasje under lenser grunnet lav viskositet								
			Mulig behov for tungoljeskimmere grunnet høy viskositet								

Figur 1.3 Potensiale for mekanisk oppsamling basert på viskositet av oljene på Johan Castberg. Vinterforhold tilsvarer 5 °C og 10 m/s vind, sommerforhold tilsvarer 10 °C og 5 m/s vind.

Oljenes egenskaper ved kjemisk dispergering på overflaten.

Figur 1.4 oppsummerer potensiale for kjemisk dispergering av Skrugard, Drivis og Havis ved definerte vinter- og sommerforhold. Alle tre oljer har godt potensiale for effektiv kjemisk dispergering på

havoverflaten, særlig de første timene. Ved et langvarig utslipp vil kontinuerlig tilførsel av fersk olje føre til at barriere 1 vil kunne benyttes for kjemisk dispergering. Tidsvindu for dispergering, med antatt effektivitet for hver av oljene ved de definerte vinter- og sommerforhold er vist i tabellen under.

		Tid (timer)				Tid (døgn)				
		1	3	6	12	1	2	3	4	5
Skrugard	Vinterforhold	Godt potensial for kjemisk dispergering		Redusert potensial for kjemisk dispergering		Lite eller ikke potensial for kjemisk dispergering				
	Sommerforhold	Godt potensial for kjemisk dispergering		Redusert potensial for kjemisk dispergering		Lite eller ikke potensial for kjemisk dispergering				
Havis	Vinterforhold	Godt potensial for kjemisk dispergering		Redusert potensial for kjemisk dispergering		Lite eller ikke potensial for kjemisk dispergering				
	Sommerforhold	Godt potensial for kjemisk dispergering		Redusert potensial for kjemisk dispergering		Lite eller ikke potensial for kjemisk dispergering				
Drivis	Vinterforhold	Godt potensial for kjemisk dispergering		Redusert potensial for kjemisk dispergering		Lite eller ikke potensial for kjemisk dispergering				
	Sommerforhold	Godt potensial for kjemisk dispergering		Redusert potensial for kjemisk dispergering		Lite eller ikke potensial for kjemisk dispergering				
		Godt potensial for kjemisk dispergering		Redusert potensial for kjemisk dispergering		Lite eller ikke potensial for kjemisk dispergering				

Figur 1.4 Dispergeringspotensial for emulsjon av oljene på Johan Castberg. Vinterforhold tilsvarer 5 °C og 10 m/s vind, sommerforhold tilsvarer 10 °C og 5 m/s vind.

Oljenes egenskaper ved subsea dispergering.

Gjeldende krav fra myndigheter oppgir foreløpig ikke testkriterier eller innhold i behov for dokumentasjon i forhold til oljens egenskaper spesifikt for subsea dispergering. Oljeprøver fra overflaten vil kunne benyttes for testing av effekten av subsea dispergering.

Bransjen har gjort effektivitetstester av subsea dispergering med oljer som dekker et bredt spekter av oljetyper på norsk sokkel; parafinsk (Oseberg blend), naftensk (Troll), asfaltensk (Grane), voksrik (Norne) og kondensat (Kobbe). Testene er utført i laboratorie- og mesoskala ved turbulente betingelser og med ferske oljer som i et undervannsutslipp [23]. Oljene ble testet med ulike typer dispergeringsmidler, og rangering av effekten fulgte en generell trend med Corexit C9500 som den beste, etterfulgt av Finasol OSR 52 and Dasic Slickgone NS.

Det er videre gjort et betydelig arbeid i å utvikle en testmetode for screening av ulike oljetyper og dispergeringsmidler i laboratorieskala ved betingelser som er typisk for et undervannsutslipp (høy turbulens og fersk olje). Oseberg A, Brynhild, Ormen lange, Skrugard, Statfjord C, Troll B, Kobbe, Oseberg Blend, Veslefrikk, Norne og Claire har alle vært testet med en eller flere ulike dispergeringsmidler (SINTEF (2016) Subsea Dispersant Injection (SSDI) effectiveness as a function of dispersant type, oil properties and oil temperature. Report A28017). Alle oljene viser god dispergeringsevne.

2. Uttalelsen tas til orientering.

3. Uttalelsen tas til etterretning. Johan Castberg vil utarbeide operasjonelle prosedyrer for omlasting som inkluderer automatiske og manuelle avstengningsmekanismer.

4. Statoil vil ta kontakt med alle relevante instanser, inkludert Kystverket, i forbindelse med utarbeidelsen av beredskapsplanen slik at denne blir best mulig forankret.

Finnmark fylkeskommune (FFK)

Uttalelse:

1. Oljevernberedskap

Finnmark fylkeskommune mener det bør gjennomføres nye analyser knyttet til oljevernberedskap, og påpeker at FFK ikke kan akseptere at Johan Castberg bygges ut uten en beredskap for eventuelt landpåslag av olje. Beredskap i barriere 5, strandsanering, må være på plass.

Operatørens svar:

Oljevernberedskapen på land i Norge er organisert gjennom Kystverket, de Interkommunale utvalgene mot akutt forurensning (IUA) og Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO). I Finnmark vil det være IUAene Vest-Finnmark, Midt-Finnmark og Øst-Finnmark som vil involveres i en eventuell aksjon. Ved en hendelse på Johan Castberg vil

Statoil samarbeide med organisasjonene over for å begrense miljøeffektene av hendelsen.

NOFO administrerer tre nasjonale innsatsstyrker for effektiv oljevernberedskap

- *Innsatsgruppe Kyst*
- *Innsatsgruppe Strand Akutt*
- *NOFO Spesialteam*

Innsatsgruppe Strand Akutt skal bekjempe akutt oljesøl i strandsonen ved eventuelle oljeutslipp fra operasjoner på norsk sokkel. Gruppen har som oppgave å begrense skadene av eventuell olje som kommer inn mot kysten. Ved akutte hendelser vil innsatsgruppen settes inn i aktuelle områder med hurtiggående båter og egnet utstyr for rask og effektiv oppsamling av olje i strandsonen.

Innsatsgruppen ble opprettet i desember 2011 og har vært i operativ beredskapstjeneste fra sensommeren 2012. Gruppen har fått spesialopplæring og vil delta i øvelser og er en del av NOFO sin stående beredskap. Konseptet for innsatsgruppen er utviklet av Eni Norge og Statoil i samarbeid med NOFO. Innsatsgruppen er rekruttert fra Finnmark og er opprettet som et ledd i beredskapsoppbyggingen for Goliat, men vil også kunne støtte en eventuell beredskapssituasjon på Johan Castberg.

Hammerfest kommune

Uttalelse:

1. Oljevernberedskap

Hammerfest kommune forventer at Statoil på samme måte som ENI bidrar til å styrke NOFO samarbeidet der lokal/regional fiskeflåte inngår i beredskapsstyrken ved eventuelle utslipp i forbindelse med petroleumsvirksomheten på Johan Castberg.

Operatørens svar:

Det vises til uttalelse og tilsvare til FFK, tema F, punkt 1. Det presiseres også at den oppdaterte beredskapsanalysen for Johan Castberg vil være grunnlag for de tiltak som vurderes.

Harstad kommune

Uttalelse:

1. Kystnær oljevernberedskap

Harstad kommune mener at oljevernberedskapen ikke er god nok sør for Hammerfest. Siden oljen transporteres med oljetankere, er hele kysten mer utsatt for fare for oljesøl. Statoil bør derfor, sammen med andre aktuelle aktører i Barentshavet, lage og gjennomføre en helhetlig bered-

skap langs hele kysten fra Nordland til Hammerfest.

Operatørens svar:

I Norge er det Kystverket som er ansvarlig myndighet for oljevernberedskapen i forhold til skipstrafikk langs kysten. Statoil vil samarbeide med og støtte Kystverket i sikring av beredskapen langs kysten. Det henvises for øvrig til tilsvare til uttale fra FFK, tema F, punkt 1.

Det er utarbeidet retningslinjer for skytteltankere på norsk sokkel (Norsk Olje og Gass – Guideline no 140 – Recommended guidelines for Offshore Loading Shuttle Tankers) som stiller minimumskrav til fartøyene som skal operere i norske farvann. Statoil har et integrert system for marine assurance som inkluderer et sett av egne tekniske og operasjonelle krav, i tillegg til bransjestandard for shuttle-tankere på norsk sokkel. Alle fartøy som benyttes for å transportere petroleumprodukter for Statoil vil gå gjennom regelmessige verifikasjoner for å sørge for å opprettholde den høye standarden på fartøyene og for å avdekke eventuelle avvik på et tidlig tidspunkt.

Lenvik Kommune

Uttalelse:

1. Kystnær oljevernberedskap

Lenvik kommune mener at oljevernberedskapen ikke er god nok sør for Hammerfest. Siden oljen transporteres med oljetankere, er hele kysten mer utsatt for fare for oljesøl. Statoil bør derfor, sammen med andre aktuelle aktører i Barentshavet, lage og gjennomføre en helhetlig beredskap langs hele kysten fra Nordland til Hammerfest.

2. Oljevernbase lokalisert på Senja

Kommunen peker på at Senja omsatte sjømat, sjømatrelaterte produkter og tjenester for 7 milliarder i 2016. En bør spesielt se på en oljevernbase lokalisert på Senja for å beskytte denne verdiskapningen.

Operatørens svar:

1. Det vises til uttalelse og tilsvare til Harstad kommune, tema F, punkt 1.

2. Uttalelsen tas til orientering og det vises til uttalelse og tilsvare til FFK og Harstad kommune, tema F, punkt 1. Deler av uttalelsen synes å være

rettet mot myndighetene, og Statoil finner det ikke naturlig å kommentere dette.

Nordkapp Kommune

Uttalelse:

1. Beredskap og kompetanse

Nordkapp kommune viser til den fyldige kompetansen som finnes på Kystverket avd. Troms og Finnmark, Nordkapp maritime fagskole og Nordkapp videregående skole med hensyn til beredskap. Nordkapp kommune mener det er viktig at Johan Castberg benytter den, og bidrar til at miljøet styrkes.

Operatørens svar:

Kystverket er ansvarlig myndighet for å koordinere statlig, kommunal og privat beredskap i et nasjonalt beredskapssystem. Kystverket vil derfor være helt essensiell i oppbygging av beredskap og gjennomføring av en eventuell beredskapssituasjon. Statoil er av den oppfatning at det ikke er olje- og gassnæringsansvar å styrke beredskapsmiljøet hos Kystverket, men går ut i fra at kompetansen hos Kystverket avd. Troms og Finnmark tilfredsstillende de behov som vil være nødvendige på grunn av økt aktivitet i Barentshavet.

Statoil ser et behov for å ytterligere styrke innsatsen tilknyttet kompetanseutvikling i Nord-Norge. Det har vært gjennomført møter med Finnmark fylkeskommune og rektorer i videregående skoler i Finnmark for å identifisere tiltak. Se også tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H, punkt 3f.

Harstad regionens næringsforening

Uttalelse:

1. Kystnær oljevernberedskap

Harstad regionens næringsforening mener at oljevernberedskapen ikke er god nok sør for Hammerfest. Siden oljen transporteres med oljetankere, er hele kysten mer utsatt for fare for oljesøl. Statoil bør derfor, sammen med andre aktuelle aktører i Barentshavet, lage og gjennomføre en helhetlig beredskap langs hele kysten fra Nordland til Hammerfest.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvar til uttalelse fra Harstad kommune, tema F, punkt 1.

Industri energi

Uttalelse:

1. Maksimalt antall ombord

LO registrerer at boligkvarteret er planlagt med en maksimal sengekapasitet på 140 personer, og 4 livbåter som hver har en kapasitet på 70 personer. Med en sengekapasitet på 140 personer vil 3 livbåter dekke behovet for de som er om bord i tillegg til en livbåt i reserve. LO vil understreke at den beskrevne lugarkapasiteten tilsier et maksimalt antall om bord på 140.

Operatørens svar:

Uttalelsen tas til orientering.

Landsorganisasjonen (LO)

Uttalelse:

1. Maksimalt antall ombord

LO registrerer at boligkvarteret er planlagt med en maksimal sengekapasitet på 140 personer, og 4 livbåter som hver har en kapasitet på 70 personer. Med en sengekapasitet på 140 personer vil 3 livbåter dekke behovet for de som er om bord i tillegg til en livbåt i reserve. LO vil understreke at den beskrevne lugarkapasiteten tilsier et maksimalt antall om bord på 140.

Operatørens svar:

Uttalelsen tas til orientering.

Troms Høyre

Uttalelse:

1. Kystnær oljevernberedskap

Troms Høyre mener at oljevernberedskapen ikke er god nok sør for Hammerfest. Siden oljen transporteres med oljetankere, er hele kysten mer utsatt for fare for oljesøl. Statoil bør derfor, sammen med andre aktuelle aktører i Barentshavet, lage og gjennomføre en helhetlig beredskap langs hele kysten fra Nordland til Hammerfest.

2. Oljevernbase lokalisert på Senja

Troms Høyre peker på at Senja omsatte sjømat, sjømatrelaterte produkter og tjenester for 7 milliarder i 2016. En bør spesielt se på en oljevernbase lokalisert på Senja for å beskytte denne verdiskapingen.

Operatørens svar:

1. Det vises til uttalelse og tilsvaer til Harstad kommune, tema F, punkt 1 og FFK tema F, punkt 1.

2. Det vises til uttalelse og tilsvaer til Harstad og Lenvik kommuner, tema F, punkt 1.

G. Fiskeri- og andre næringsinteresser

Fiskeridirektoratet

Uttalelse:

1. Havbunnsinstallasjoner

Konsekvensutredningen sier at den kuperte sjøbunnen på Johan Castberg gjør at rør og kabler i stor grad vil ligge eksponert i frie spenn. Fiskeridirektoratet vil fortsatt påpeke at vi er opptatt av at frie spenn reduseres til et minimum, samt at en graver ned rør og kabler der det er mulig for å redusere bruk av steinfyllinger. Videre er det viktig at helningsvinkel på steininstallasjoner er så liten som mulig slik at trålredskaper lettere kan krysse disse uten å grave med seg steinmasser som kan medføre tap av redskap og/eller fangst.

2. Forbudsområde mot oppankring og fiske med bunnredskap

Arbeids- og sosialdepartementet har innvilget søknaden om etablering av en sone med radius 500 m rundt hver av de 10 brønnrammene og de to satelittene med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap. Dette utgjør totalt 9,5 km² og Fiskeridirektoratet forventer at det benyttes en løsning som beslaglegger minst mulig areal i driftsfasen.

3. Avslutning i henhold til OSPAR-beslutning 98/3.

Konsekvensutredningen skisserer at avvikling av feltet og dets innretninger vil følge de krav som ligger i OSPAR-beslutningen 98/3, eller de krav som gjelder i det aktuelle tidsrommet for avvikling. Fiskeridirektoratet vil fortsatt påpeke viktigheten av at en planlegger fjerning av rørledninger etter endt bruk slik at en unngår unødvendige hefter på sjøbunnen på lengre sikt. Hefter kan i verste fall utgjøre en sikkerhetsrisiko.

4. Beskrivelse av fremtidig fiske

Det presenterte ressursgrunnlaget for fremtidig fiske antas å være dekkende for området. Fiskeri-

direktoratet må påpeke at fisket er en dynamisk aktivitet og vil variere alt etter fiskens vandringsmønster og de til enhver tid gjeldende reguleringer. På sikt kan dette føre til en økende fiskeriaktivitet inn i området.

5. Biologiske ressurser

Eventuelle merknader vedrørende biologiske ressurser antas ivaretatt av Havforskningsinstituttet.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering. Den fiberoptiske kabelen til land vil i hovedsak graves eller spyles ned, men vil trolig ha behov for steinfyllinger på de siste 20 km mot land og i et område til havs. Steininstallasjon vil gjennomføres slik at ulempene for trålaktiviteten blir så liten som mulig.

Utforming, traséføring og installasjon av feltin-terne rør og kabler er planlagt slik at behovet for steininstallasjon minimeres. Dette er i tråd med de innspill prosjektet tidligere har mottatt fra fiskeriinteresser. Eksempelvis er traséføring optimalisert med tanke på å unngå de største ujevnheter på havbunnen, og installasjon av rørledninger og kabler vil utføres med så lavt leggestrekk som mulig for å minimere frie spenn.

Det vil bli lagt opp til god informasjon mot fiskeriinteressene i forkant av steindumping, rør- og kabellegging.

2. Statoil påpeker at tillatelsen for sikkerhetssonene med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap rundt hver bunnramme er gjeldende fra tidspunktet sjøbunnsinnretningene installeres på feltet. I henhold til tillatelsen fra ASD vil Statoil sørge for at kunngjøring, samt nødvendig overvåking og varsling skjer i samsvar med rammeforskriften §61.

3. Avslutning av Johan Castberg feltet ligger langt fram i tid. I henhold til gjeldende regelverk skal det forut for avslutning utarbeides en egen avslutningsplan med tilhørende konsekvensutredning. Konsekvensutredningen for avslutning og nedstengning av Johan Castberg vil omtale hvilke alternativer som foreligger for disponering av hhv installasjoner og rørledninger, og utredningen er gjenstand for offentlig høring.

4. Merknaden tas til orientering.

5. Merknaden tas til orientering.

Kystverket

Uttalelse:

1. Skipstrafikk

Kystverket viser til at tiltaket ser ut til å ha liten direkte innvirkning på skipstrafikken. Overvåkingen av denne bygges opp som ved andre plattformen. Etablerte rutiner for kontakt med Kystverkets Trafikksentral i Vardø (VTS Nor), som overvåker all skipstrafikk i området må på plass.

Operatørens svar:

Merknaden tas til orientering. Statoil vil legge opp til dialog med Kystverkets Trafikksentral i Vardø for å sørge for at de nødvendige rutiner kommer på plass.

Finnmark fylkeskommune (FFK)

Uttalelse:

1. Dialog med fiskerinæringen

Finnmark fylkeskommune ber Statoil om å tilleggsutrede konkrete tiltak som kan gjennomføres for å bidra til verdiskaping i fiskerinæringen, eksempelvis fiskerinæringens deltakelse i oljevernberedskapen. Dette som en kompensasjon for den risiko fiskerinæringen bærer som følge av Johan Castberg-utbyggingen.

Operatørens svar:

Det vil bli lagt vekt på å ha en dialog med fiskeriinteressene gjennom møter og kunngjøringer i forkant av igangsetting av aktiviteter som kan berøre fiskeriene. Konsekvensutredningen for Johan Castberg viser at fiskerinæringen ikke vil bli nevneverdig påvirket av normale installasjons- og driftsaktiviteter på feltet.

NOFO har lagt til rette for å benytte lokale fiskefartøy som en del av oljevernberedskapen, og har inngått avtaler med redere for kystnær fiskeflåte og servicebåter. I samarbeid med godkjente foretak som Polarkonsult og Nordnorsk Skipskonsult er fartøyene godkjent gjennom tilpassing og ombygging ihht. Forskrift om bruk av fartøy i oljevern. Samtidig har et stort antall fartøysmannskap gjennomført oljevernkurs henholdsvis i Nordkapp, Sandnessjøen og Kristiansund.

Harstad kommune

Uttalelse:

1. Informasjon og tiltak mot fiskeri og fiskeindustri

Harstad kommune peker på at fiskeri og fiskeindustri må følges opp med tett dialog og behandles med respekt. Statoil må anstrenge seg for å minimere ulempene for næringene og tilpasse aktiviteter etter fiskernes sesongvariasjoner, blant annet må det være ekstra dialog rundt planlagt innsamling av seismikk.

Videre må Statoil legge til rette for bruk av mer støysvake innsamlingsmetoder, med utvikling av ny teknologi.

Operatørens svar:

Det er ikke fastsatt hvordan og hvor ofte den framtidige innsamlingen av seismikkdata skal foregå. Hensyn til miljø og samfunn, inkludert fiskeriene, vil bli inkludert som en del av beslutningsgrunnlaget.

Statoil ser behovet for tett og god informasjon om framtidige aktiviteter på Johan Castberg feltet med alle berørte parter, inkludert fiskeriorganisasjonene. Det vil være nødvendig å sørge for at informasjon vedrørende innsamling av seismikk blir kommunisert så tidlig at fiskeriene får mulighet til å ta høyde for dette i sine planer.

Johan Castberg prosjektet har som mål å redusere konsekvensene av innsamling av seismikkdata. Dette vil blant annet gjøres ved bruk av soft start prosedyre.

Lenvik kommune

Uttalelse:

1. Informasjon og tiltak mot fiskeri og fiskeindustri

Lenvik kommune peker på at fiskeri og fiskeindustri må følges opp med tett dialog og behandles med respekt. Statoil må anstrenge seg for å minimere ulempene for næringene og tilpasse aktiviteter etter fiskernes sesongvariasjoner, blant annet må det være ekstra dialog rundt planlagt innsamling av seismikk.

Videre må Statoil legge til rette for bruk av mer støysvake innsamlingsmetoder, med utvikling av ny teknologi.

Operatørens svar:

Det vises til uttalelse og tilsvarende til Harstad kommune, tema G, punkt 1.

Nordkapp kommune

Uttalelse:

1. Arealbeslag

Av hensyn til fiskeriene mener Nordkapp kommune man bør være varsom slik at Johan Castberg ikke beslaglegger mer areal til sjøs enn nødvendig.

Operatørens svar:

Uttalelsen tas til orientering.

Norges Fiskarlag

Uttalelse:

1. Fiskeriene er dynamiske

Norges Fiskerlag påpeker at fisket er dynamisk, slik at den beskrevne situasjonen for fiskeriaktiviteten er begrenset til en kort periode. Selv om fiskeriene ikke benytter disse områdene i dag, og det er store skuremerker, kan det ikke utelukkes at det kan bli aktuelt med andre trålredskap enn bunntål i området. Dette må det tas høyde for ved design og utvikling av feltet.

Området er aktuelt for linefartøyer, selv om dette kanskje ikke har gitt seg utslag i sporingsstatistikken for valgt periode.

2. Rør og kabler

Norges Fiskarlag er opptatt av at frie spenn på rør og kabler blir eliminert, og at det i de tilfeller der det er påkrevd å dumpe stein, blir denne lagt med så slak vinkel at det ikke medfører skade for fiskeriaktiviteten.

For valg av trasé for kabel mot land vil Norges Fiskarlag be om at fiskerinæringen blir kontaktet slik at en finner den mest optimale traséen for alle redskapsgrupper, og derved sparer både tid og penger for prosjektet.

Operatørens svar:

1. Statoil er innforstått med at de innsamlede dataene for fiskeri kun viser et bilde av fiskeriaktiviteten for en svært begrenset periode. Hvordan fiskeriaktiviteten rundt Johan Castberg vil utvikle seg gjennom feltets levetid er uvisst. Statoil har fått innvilget forbudssoner mot oppankring og fiske med bunnredskaper i en radius på 500 meter fra ytterkantene av bunnrammene, for å redusere risiko både for fiskeriene og drift av Johan Castberg.

2. Det vises til uttalelse og tilsvar til Fiskeridirektoratet, tema G, punkt 1.

Norges Kystfiskarlag

Uttalelse:

1. Konsekvenser for fiskeri

Norges Kystfiskarlag viser til at det i oppsummeringen av KU konkluderes med at bygging og drift av Johan Castberg ikke vil ha konsekvenser for fiskeri. Det er Norges Kystfiskarlag uenige i da seismikk i forkant av utbygging vil ha en skremmeeffekt på viktige kommersielle fiskeslag. Det er videre ikke undersøkt hva den seismiske aktiviteten vil ha å si for dette området og hvilke konsekvenser seismikk-skyting har for de artene som befinner seg i nord.

Norges Kystfiskarlag savner for øvrig en spesifisering av hvilke områder som rammes ved en eventuell utblåsning og hvor oljesølet havner. KU fremstår i perspektiv av dette, samt den begrensede kunnskapen seismikk sin innvirkning på viktige fiskeslag i nord, som mangelfull. På bakgrunn av dette ønsker ikke Norges Kystfiskarlag på dette tidspunktet å gå inn for utbygging av Johan Castberg-feltet i Barentshavet.

Operatørens svar:

Forskning viser ikke et entydig bilde av hvordan lyd påvirker fisk og deres adferd. For å øke kunnskapen på området støtter Statoil pågående forskningsinitiativ, både gjennom industrisamarbeidet «Joint Industry Program – Sound and Marine Life» og gjennom samarbeid med norske og internasjonale forskningsinstitusjoner. Disse prosjektene fokuserer blant annet på kommersielle viktige arter som torsk og sei. Johan Castberg vil samle inn seismiske data i løpet av kortere perioder. Basert på dette er virkningen på fisk ansett som midlertidig og av liten betydning. Det vises også til tilsvar til uttalelse fra Klima- og miljødepartementet, tema E, punkt 1.

Oljedriftsmodelleringene som er gjennomført i forbindelse med konsekvensutredningen og presentert i underlagsrapporter og kapittel 12 i KU (figur 12-1 viser største influensområde) viser mulig utbredelse av en eventuell utblåsning på Johan Castberg feltet.

Troms Høyre

Uttalelse:

1. Informasjon og tiltak mot fiskeri og fiskeindustri

Troms Høyre peker på at fiskeri og fiskeindustri må følges opp med tett dialog og behandles med

respekt. Statoil må anstrenge seg for å minimere ulempene for næringene og tilpasse aktiviteter etter fiskernes sesongvariasjoner, blant annet må det være ekstra dialog rundt planlagt innsamling av seismikk.

Videre må Statoil legge til rette for bruk av mer støysvake innsamlingsmetoder, med utvikling av ny teknologi.

Operatørens svar:

Det vises til uttalelse og tilsvarende til Harstad kommune, tema G, punkt 1.

H. Samfunnsmessige konsekvenser / lokalisering av driftsorganisasjon og basetjenester

Klima- og miljødepartementet (KLD)

Uttalelse:

1. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Konsekvensutredningen bør gi en grundig og transparent framstilling av de samfunnsøkonomiske konsekvensene av utbyggingen. KLD slutter seg til Miljødirektoratets syn om at enkelte elementer i konsekvensutredningen er mangelfullt framstilt. Utredningen bør framstille usikkerhetsrommet ved utbyggingen på en systematisk og transparent måte, inkludert konsekvensene for lønnsomheten om flere sentrale parametere samtidig endrer seg i negativ retning.

Operatørens svar:

Lønnsomhetsvurderinger vil bli dokumentert i PUD (Plan for utbygging og drift) i henhold til gjeldende «Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)». Lønnsomhetsvurderingene vil inneholde sensitiviteter med hensyn på oljeproduksjon (P10/P90), investeringskostnader (+/-30 prosent), driftskostnader (+/-30 prosent) og oljepris (+/-40 prosent).

Miljødirektoratet

Uttalelse:

1. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet – ikke-prissatte miljøkonsekvenser

En utbygging av Johan Castberg vil generere inntekter til samfunnet fra salg av olje og gass fra feltet. Samtidig vil utvinning av olje og gass medføre kostnader for samfunnet i form av investeringer, driftskostnader og påvirkninger på klima og miljø.

I konsekventutredningen presenterer Statoil en nåverdiberegning basert på antakelser om utvinnbare reserver, samt prissatte inntekter og kostnader (inkludert kostnader ved utslipp av CO₂ fra produksjonen). Basert på denne beregningen konkluderer Statoil med at utbygging av Johan Castberg er samfunnsøkonomisk lønnsom.

I en vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet skal også ikke-prissatte konsekvenser inngå. Utbygging av Castberg har sammensatte miljøkonsekvenser og innebærer risiko for akutte utslipp av olje og gass i et havområde med betydelige naturverdier. I Statoil sin vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet inngår ingen drøfting av hvilken betydning det samlede omfanget av ikke-prissatte miljøkonsekvenser har for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet. Vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet er dermed ufullstendig. Selv om samfunnsøkonomisk analyse ikke er et krav i PUD, mener Miljødirektoratet at dette er viktig informasjon for Stortinget, og at en mer fullstendig vurdering burde legges fram når de skal behandle saken.

For at Stortinget skal kunne gjøre en vurdering av klimarisiko ved investeringen mener Miljødirektoratet at Statoil bør presentere hvordan selskapet vurderer denne, med spesielt fokus på overgangsrisiko og virkningen av markedsmessige endringer.

2. Lønnsomhetsberegninger

Både anslag på utvinnbare reserver og framtidige oljepriser er forbundet med betydelig usikkerhet, og avvik fra forutsetningene om disse elementene vil potensielt ha store utslag på lønnsomheten av utbyggingen.

Konsekvensutredningen presenterer kun én lønnsomhetsberegning basert på middelalternativet for utvinnbare volumer. Samtidig vises det til at andre forutsetninger for oljepris og CO₂-kostnad har blitt testet i underlagsrapporten utarbeidet av Agenda Kaupang, uten at disse har blitt presentert i KU. Vi mener det er en forutsetning at det presenteres lønnsomhetsvurderinger for både høyt og lavt nivå for utvinnbare volumer, herunder også med ulike oljepriser.

Rask utvikling i nullutslippsteknologier og strammere global klimapolitikk øker usikkerheten rundt framtidige olje- og gasspriser. Å nå målene i Parisavtalen innebærer rask global avkarbonisering av både kraft- og transportsektoren, og dermed et permanent skifte i etterspørsele etter fossile ressurser. Miljødirektoratet viser til anbefalingene fra G20-landenes Financial Stabi-

lity Board, hvor en hovedanbefalingene er å benytte ulike scenarier for å vurdere klimarisiko. Det anbefales at virksomheter bruker et togradersscenario for å beskrive mulig utvikling med langt strammere klimapolitikk globalt og/eller langt raskere utvikling og implementering av nullutslippsteknologier, i tillegg til de framtidsscenarioer som vanligvis benyttes.

I høringsuttalelsene til utredningsprogram for KU etterlyste Miljødirektoratet lønnsomhetsvurderinger av utbyggingsprosjektet med olje- og kvoteprisbaner konsistente med at Parisavtalens mål nås. Vi kan ikke se at den etterspurte vurderingen gjøres i underlagsrapporten eller i KU. I underlagsrapporten vurderes tre ulike oljepriser, hvor også dollarkurs varieres, samt tre ulike CO₂ priser. Det framgår ikke om disse legger til grunn endringer i etterspørselen, og dermed endringer i oljepris, som kan forventes hvis målene i Parisavtalen innfris.

Etter vårt syn er det viktig at Stortinget presenteres for den reelle økonomiske usikkerheten i prosjektet, og ikke kun med én lønnsomhetsberegning som baserer seg på forutsetninger hvor det er stor usikkerhet knyttet til hver enkelt forutsetning. Vi ber derfor om at Statoil i forbindelse med PUD-innsendelse legger frem følsomhetsberegninger av lønnsomheten i prosjektet der usikkerheten i beregnet lønnsomhet ved utbyggingen presenteres på en mer systematisk og transparent måte. Som en del av beregningene mener vi at det er naturlig at det presenteres lønnsomhetsvurderinger for både høyt og lavt nivå for utvinnbare volumer med ulike scenarier for oljepris.

Operatørens svar:

1. Kostnader for miljøeffekter er som påpekt av Miljødirektoratet vanskelige å tallfeste. Metodikken for ikke-prissatte effekter er fortsatt mangelfull for olje- og gassprosjekter, og ikke god nok til å kunne benyttes for å kvantifisere disse virkningene i økonomiske termer. Omfanget av slike typer analyser vil ikke kunne forsvares i forhold til usikkerheten i slike analyser og den påvirkning på miljøet som Johan Castberg vil kunne ha. Slike analyser vil følgelig ikke bli inkludert, noe som også er i tråd med gjeldende praksis og regelverk.

2. Lønnsomhetsvurderinger vil bli dokumentert i PUD (Plan for utbygging og drift) i henhold til gjeldende «Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)». Lønnsomhetsvurderin-

gene vil inneholde sensitiviteter med hensyn på olje-produksjon (P10/P90), investeringskostnader (+/-30 prosent), driftskostnader (+/-30 prosent og oljepris (+/-40 prosent).

Finnmark fylkeskommune (FFK)

Uttalelse:

1. Lokalisering av basefunksjoner

Finnmark fylkeskommune ser svært positivt på at utbyggingen av Johan Castberg vil bidra til en videre utvikling av basestrukturene i Hammerfest.

2. Lokalisering av driftsorganisasjonen

FFK mener at Stortinget bør forplikte Johan Castberg å legge driftsorganisasjonen i sin helhet til Hammerfest. En slik nærhet til feltet mener FFK vil sikre et geografisk og mentalt nært forhold til områdene man opererer i, muligheter for tett og fleksibel oppfølging av drift samt et nært forhold til HMS-perspektivet. FFK uttaler at man ved flere anledninger har vært tydelig på at driftskontoret for Johan Castberg må ligge i Hammerfest, noe som vil medføre at utviklingen av Hammerfest som petroleumsklynge skyter fart. Videre investering i kompetanse til allerede etablert industriklunge og tilfang av nye aktører vil kunne utvikles til en viktig ressurs for Statoil og andre selskaper i forbindelse med framtidige utbygginger. FFK uttaler videre at etablering av håndfaste ringvirkning vil være viktig for å sikre oljenæringens omdømme og legitimitet.

3. Lokale og regionale ringvirkninger

FFK uttaler at utredningene angående ringvirkninger konkluderer med generelle, overordnede strategier og ikke spesifikke tiltak for Johan Castberg, slik fylkeskommunen etterlyser. FFK mener derfor at det må gjøres spesifikke utredninger for å komme fram til konkrete tiltak som vil bidra til å øke ringvirkningene av Johan Castberg.

FFK mener at Hammerfest og Finnmark går glipp av potensiell næringsutvikling og en viktig mulighet for videre bygging av fagmiljø innen drift som følge av beslutningen om å legge driftskontoret for Johan Castberg til Harstad. FFK mener Statoil må kompensere for dette ved å gjennomføre følgende tiltak:

- Utrede effektiv og kostnadsoptimalisert drift, samfunnsmessige konsekvenser og industrielle ringvirkninger med å etablere ytterligere landbasert subsea-aktivitet i Hammerfest knyt-

- tet til vedlikehold og modifikasjon av undervannsinstallasjoner.
- b. Legge en større del av prosjektledelsen i utbyggingsfasen til Hammerfest.
 - c. Utrede muligheten for at en større del av monterings- og ferdigstillingsarbeidet kan gjøres i Hammerfest samt utvikle kontraktsstrategi som tilrettelegger bedre for nordnorske leverandører, inkludert dele opp/tilpasse kontraktene til nordnorske leverandører.
 - d. Tilrettelegge for at valgte vedlikeholds- og modifikasjonskontraktører har/etablerer tilstedeværelse i Finnmark.
 - e. Legge til rette for en driftsstøtteenhet i Hammerfest som minimum inneholder vedlikeholds- og modifikasjonsplanlegging, logistikk og innkjøpsfunksjoner samt etablere fremskutt operativ del av driftsorganisasjonen med minimum 15 ingeniørstillinger i Hammerfest.
 - f. For å sikre en offshorebemanning med størst mulig rekruttering fra Finnmark bør det igangsattes en mulighetsstudie med klare mål om og tiltak for rekruttering til Statoil/Johan Castberg prosjektorganisasjon og driftsorganisasjon i Finnmark. Videre ber FFK om at det inngås forpliktende samarbeidsavtaler med videregående skoler i Finnmark, samt at Statoil og dets underleverandører forplikter seg til å jevnlig ta inn et større antall lærlinger fra Finnmark.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2. Rettighetshaverne i Johan Castberg lisensen har etter å ha vurdert flere lokasjoner i Nord-Norge besluttet at driftsorganisasjon skal lokaliseres i Harstad. Begrunnelsene for valget er gjort rede for i konsekvensutredningen.

3. Uttalelsen tas til orientering. Gjennomførte og planlagte tiltak for å øke lokale og regionale ringvirkninger er videre konkretisert som følger:

- a. Statoil vil med utgangspunkt i beslutningen om å plassere forsynings- og logistikkbasen for Johan Castberg i Hammerfest utføre en rekke aktiviteter knyttet til subsea og boretjenester i Hammerfest:
 - Mottak og mellomlagring av alt subseautstyr som skal installeres på Johan Castberg, bortsett fra rør som leveres direkte til feltet på trommel/kveil.
 - Klargjøring og uttesting av ventiltrær før disse installeres på feltet.

- Klargjøring og utskipning av foringsrør og produksjonsrør for boreoperasjonene på Johan Castberg.
- Mellomlagring og vedlikehold av foringsrør og produksjonsrør.
- Lagring og blanding av sement, borevæske og kompletteringsvæske for Johan Castberg, samt utskipning av dette.
- Det er videre intensjon om at retur av oljebefengt borekaks skjer til Hammerfest for videre håndtering.
- Lagring og vedlikehold av verktøy og utstyr for installasjon av havbunnsutstyr og boreutstyr.

Statoil vil i samarbeid med andre relevante operatører og leverandører, vurdere hva som trengs av lokal kompetanse samt lager- og verkstedfasiliteter. Det forventes at prosjektets underleverandører vil ansette et betydelig antall personer lokalt for å ivareta oppgavene nevnt over. Denne aktiviteten vil posisjonere Hammerfest godt i forhold til å tiltrekke seg ytterligere aktivitet knyttet til utbygging og drift av andre felt i Barentshavet i tillegg til Johan Castberg.

b. Statoil leder Johan Castberg utbyggingen fra sine kontor i Oslo og Harstad. I dag sitter prosjektledelse innenfor B&B (boring og brønn), petroleumsteknologi, driftsforberedelser og noen stabsfunksjoner i Harstad, resterende del av prosjektledelsen er lokalisert i Oslo. Tilstedeværelsen av prosjektledelse i selve utbyggingsfasen på andre lokasjoner enn disse vil være styrt av kontraktstildelinger.

c. I forbindelse med inngåelse av kontrakter følger Statoil overordnede prinsipper om konkurranse mellom flere tilbydere, objektive tildelingskriterier og likebehandling av tilbydere. Ved inngåelse av langsiktige rammekontrakter og større EPC-kontrakter (Engineering, Procurement and Construction), går Statoil ut med informasjon om leveransemuligheter til norsk og internasjonalt næringsliv. Deretter går man ut med en anbudskonkurranse, og velger de leverandørbedrifter, norske eller utenlandske, som samlet sett vurderes som mest konkurransedyktige.

Statoil generelt og Johan Castberg prosjektet spesielt, jobber aktivt mot leverandørindustrien i Nord-Norge for å kunne tilrettelegge for regional verdiskapning. Johan Castberg prosjektet har blant annet i samarbeid med leverandørforeningen Petro Arctic, gjennomført et prosjekt for å identifisere mulighetene for nord-norske leveranser i forbindelse med utbyggingsfasen. Dette har dreid seg om del-leveranser inn mot:

- *Produksjon og installasjon av havbunnsutstyr (produksjonsutstyr, rørledninger, kontroll- og strømkabler) og fabrikasjon av produksjonsskipet.*
- *Utstyrslagre*
- *Tilgang til grov grus og stein for understøttelse eller tildekking av feltinterne rør og installasjoner*

Resultatet fra arbeidet er overført til de potensielle hovedleverandørene, sammen med en forventning til dem om å vurdere de nord-norske leverandørene i sine anskaffelsesprosesser. Det er i tillegg arrangert leverandørsamlinger der relevante nord-norske leverandører har møtt de potensielle hovedleverandørene. Statoil har forventninger til sine leverandører ift ringvirkninger i nord.

Prosjektet planlegger nå en tilsvarende aktivitet sammen med Petro Arctic innenfor boring og drift.

Et av verktøyene som Statoil har tatt i bruk i det siste er en ny kontraktsform; periodebestillinger innenfor en ramme eller «Master Service Agreements» (MSA). Det er en avtale der Statoil og leverandør er enige om betingelsene som vil gjelde for Statoils kjøp. Avtalene forplikter ikke Statoil til å benytte leverandøren, men de forenkler og effektiviserer tilbuds- og innkjøpsprosessen. Gjennom disse MSA-avtalene er det enklere for Statoils operative driftsmiljø i nord å benytte lokale leverandører når disse er konkurransedyktige. Så langt har Statoil inngått ti slike avtaler med nordnorske leverandører (Momek, Svetek, Teknor, BM elektro, Score A/S, Gagama Elektro, Eureka Pumps, Bilfinger, Tess og Barents Naturgass). Avtalene blir aktivt brukt, og både Statoil og de ulike leverandørene har en gjensidig fordel ved at prosessen er effektiv og sikrer at relevante leverandører blir synliggjort og lettere blir brukt. De inngåtte avtalene omhandler så langt ulike varer og tjenester knyttet til driften av Nornefeltet og LNG-anlegget på Melkøya. Den positive erfaringen med bruken av disse avtalene vil bli videreført i Johan Castberg sammenheng. MSA er et verktøy som også vil kunne benyttes i forbindelse med selve utbyggingen, spesielt i situasjoner der det oppstår ikke planlagte behov for leveranser.

Før noen kontrakter kan tildeles til nordnorske leverandører må leverandørene være kvalifisert. Innovasjon Norge og Statoil har i årene 2008 til 2016 gjennomført et leverandørutviklings- og kompetansehevingsprogram for potensielle leverandører til olje- og gassindustrien i landsdelen. Mer enn 300 virksomheter har deltatt i programmet som har bestått av ulike kurs og tiltak. Det har vært gjennomført i nært samarbeid med Forskningsrådet, leverandørnettverkene og industriinkubatorer i

landsdelen. Formålet har vært å istandsette flest mulig nord-norske virksomheter for deltagelse i konkurransen om kontrakter rettet mot virksomhet i nord, men også for andre deler av sokkelen, og har vært et viktig verktøy for å styrke lokale leveranser og lokal verdiskaping.

Statoil har i en lengre periode hatt en Industrikoordinator stilling i nord. Industrikoordinatoren sine oppgaver er blant annet;

- *samarbeide med Innovasjon Norge i utvikling og videreføring av LUNN.*
- *samarbeid med og støtte industriinkubatorene hvor Statoil har eierskap, samt*
- *leverandørnettverkene Statoil har samarbeid med.*
- *være tilgjengelig som uformell kommunikasjonspart og rådgiver for bedrifter med leverandørpotensial og ambisjoner.*
- *veilede andre virksomheter og organisasjoner som ønsker kommunikasjon med og støtte fra Statoil.*

Statoil vil sammen med sine hovedleverandører etablere en driftsstøtteenhet i Hammerfest, som skal støtte den økte drift- og logistikkaktiviteten som vil komme ifm utbygging og drift av Johan Castberg. Statoil vil i den forbindelse styrke det operasjonelle anskaffelsesmiljøet i Hammerfest, samt ha en industrikoordinatorfunksjon i Finnmark. Statoil vil i tillegg til vanlig basedrift etablere funksjoner for koordinering av topside og subsea vedlikehold.

- Statoil vil som en naturlig oppfølging av beslutningen om å bygge ut Johan Castberg-feltet, foreta en gjennomgang av hvordan nødvendig vedlikehold og modifikasjoner på skipet best kan ivaretas gjennom driftsfasen. Gjennomgangen vil omfatta spesifikke vurderinger av hvordan ingeniør-, prefabrikasjon-, innkjøp og andre funksjoner best kan organiseres for å oppnå kostnadseffektive løsninger, som samtidig understøtter og legger til rette for bruk av lokale leverandører/underleverandører. Det vil bli stilt krav om at den vedlikeholds- og modifikasjonskontraktør som tildeles kontrakt for Johan Castberg er etablert alternativt etablerer seg i Nord-Norge.*
- Den foreslåtte løsningen med en fremskutt del av driftsorganisasjon i Hammerfest er ikke en aktuell løsning for Johan Castberg. Hovedbegrunnelsen for dette er at samlokalisering mellom de ulike delene av en driftsorganisasjon er vurdert å være særdeles viktig for å kunne levere optimalt på sikker og effektiv drift.*
- Statoil ønsker å rekruttere flere ungdommer fra Nord-Norge til petroleumindustrien. Et viktig*

tiltak i den forbindelse har vært lærlingepolitikken i selskapet. Statoil tar hvert år inn rundt 160 lærlinger fra hele landet innenfor fagene prosess, mekanisk, automasjon, elektro og logistikk. Målsettingen er at 1/3 av disse skal komme fra Nord-Norge. Statoil ser et behov for å ytterligere styrke innsatsen tilknyttet kompetanseutvikling i Nord-Norge. Før man setter retning og iverksetter tiltak er Statoil opptatt av å få drøftet saken med relevante aktører i nord. I den forbindelse har det vært gjennomført møter med Finnmark fylkeskommune og rektorer i videregående skoler i Finnmark. I tillegg er det gjennomført møter med skoleverk, utdanningsinstitusjoner og næringsliv i Hammerfest, Kirkenes og Alta. I disse møtene er det innhentet en rekke forslag til tiltak som for tiden er til vurdering.

Statoil initierte ifm fremleggelsen av konsekvensutredningen for Johan Castberg i juni 2017, en dialog med Hammerfest kommune om mulige tiltak for å styrke det totale petroleumsmiljøet i Hammerfest og Finnmark. Statoil ønsker å videreføre dialogen med Hammerfest kommune gjennom etablering av «Samarbeidsgruppe Castberg», som arena for informasjonsutveksling og samhandling gjennom Johan Castberg's videre prosjektløp. Intensjonen med gruppen er gjennom tidlig involvering og kunnskapsdeling å bidra til videreutvikling av petroleumrelaterte kompetansearbeidsplasser i Finnmark. Relevante aktører som andre operatører og fylke blir inkludert etter behov.

Nordland Fylkeskommune (NFK)

Uttalelse:

1. Generelt

Fylkesrådet i Nordland uttaler at NFK utgangspunkt er at økning i aktiviteten innen olje- og gasssektoren i Nord-Norge må sikres legitimitet gjennom klare og detaljerte krav i konsesjonene om økte ringvirkninger lokalt og regionalt. Dagens ringvirkninger av aktiviteten på sokkelen utenfor Nord-Norge er ikke tilstrekkelige for å sikre slik legitimitet, og må styrkes betydelig.

2. Lokale og regionale ringvirkninger

NFK kommer med følgende innspill til den fremlagte konsekvensutredningen:

- a. Statoil må legge til rette for at leverandørindustrien i Nordland kommer i posisjon for kontrakter, samt bidra til at aktører lokalisert i Nordland kommer høyere opp i verdikjeden. Videre må kontrakter i utbyggings- og driftsfa-

sen deles opp slik at lokalt og regionalt næringsliv gis mulighet til å konkurrere om kontraktene.

- b. Fylkesrådet i Nordland mener at Statoil og deres hovedleverandører må etablere direkte arbeidsplasser i Nordland, i naturlig tilknytning til regionens leverandørindustri og baser.
- c. Statoil må etablere deler av konsernets innkjøpsavdeling i Nordland, nær det industrielle tyngdepunktet i nord.
- d. Statoil må videre følge opp at hovedkontraktører innfrir inngåtte avtaler med sine underleverandører.
- e. Hovedkontraktene for vedlikehold og modifikasjon må ha fleksibilitet til bruk av lokale leverandører.
- f. Fylkesrådet i Nordland mener videre at det må utredes muligheter for utviklingskontrakter innenfor ulike disipliner i utbygging og drift. Dette kan være et viktig virkemiddel for å videreutvikle leverandørindustrien i Nord-Norge og gi flere konkurransedyktige aktører på sikt.
- g. Statoil forventes å i større grad utnytte mulighetene ved det nye subsea-verkstedet i Sandnessjøen, og styrke den lokale organisasjonen i regionen i forbindelse med den nye utbyggingen i nord.
- h. Statoil og partnere må aktivt bidra til teknologiutvikling i samarbeid med leverandører i Nordland.
- i. Videre må operatør bidra til at borerigger som utfører operasjoner i nord benytter nordnorske havner og verft for riggvedlikehold, klargjøringsarbeid og opplag.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2.

- a. Som beskrevet i tilsvaret FFK tema H punkt 3c er det iverksatt flere tiltak for å legge til rette for at leverandørindustri i hele Nord-Norge kommer i posisjon for kontrakter.
- b. Uttalelsen tas til orientering. Statoil har i forbindelse med Johan Castberg utbygging og drift ingen planer om å etablere nye Statoil stillinger i Nordland.
- c. Uttalelsen tas til orientering. Statoil har i forbindelse med Johan Castberg utbygging og drift ingen planer om å etablere deler av konsernet sin innkjøpsavdeling i Nordland.
- d. Uttalelsen tas til orientering. Statoil vil følge opp sine hovedkontraktører i henhold til den inn-

gåtte avtalen mellom Statoil og hovedkontraktør.

- e. Se tilsvar likelydende uttalelse fra FFK, tema H punkt 3d.*
- f. Uttalelsen tas til orientering. Statoil har per nå ingen planer om å etablere utviklingskontrakter i forbindelse med selve Johan Castberg utbyggingen. For mer informasjon rundt Statoil sine prosesser tilknyttet kontrakter henvises til FFK, tema H punkt 3c.*
- g. Uttalelsen tas til orientering. Det henvises til tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3a.*
- h. Uttalelsen tas til orientering. Statoil bidrar aktivt til utvikling av ny teknologi. Kompetansenivå styrer i stor grad Statoil sine valg av samarbeidspartnere innenfor teknologiutvikling.*
- i. Uttalelsen tas til orientering. Vedlikehold, klargjøringsarbeid og eventuelt opplag av rigger er normalt reders sitt ansvar.*

Troms Fylkeskommune

Uttalelse:

1. Lokalisering av driftsorganisasjon

Fylkesrådet i Troms er positiv til at driftsorganisasjonen foreslås lokalisert til Harstad og mener at dette bidrar til å styrke Harstad som petroleumssenter.

2. Ringvirkninger i nord

Fylkesrådet i Troms forutsetter at utbyggingen organiseres og gjennomføres slik at ringvirkningene blir størst mulig i nord.

Operatørens svar:

- 1. Uttalelsen tas til orientering.*
- 2. Uttalelsen tas til orientering.*

Alta kommune

Uttalelse:

1. Regionale ringvirkninger

Alta uttaler at kommunen hadde forventninger til større ringvirkninger for regionen enn hva dette tilsynelatende ender opp med.

Operatørens svar:

Uttalelsen tas til orientering.

Hammerfest kommune

Uttalelse:

1. Generelt

Hammerfest kommune påpeker at Johan Castberg er Statoils første oljefelt i Barentshavet og forventningene til Statoil har vært og er betydelige. De valg Statoil gjør vil legge premisser for all lokal ringvirkning i framtiden.

2. Lokalisering av basefunksjoner

Hammerfest kommune er meget godt fornøyd med at Statoil har valgt Hammerfest som lokaliseringssted for helikopter- og forsyningsbase.

3. Lokalisering av driftsorganisasjon

Hammerfest kommune krever at driftsorganisasjonen for Johan Castberg legges i sin helhet til Hammerfest. Når et samlet politisk Finnmark krever at driftsorganisasjonen legges til Finnmark, er det vanskelig å forstå hvorfor dette ikke er omtalt og drøftet i utredningen. Dersom Stortinget, mot formodning, opprettholder Statoils beslutning om å legge driftsorganisasjonen til Harstad, er Hammerfest kommune sitt sekundære krav at Statoil etablerer en fremskutt operativ del av driftsorganisasjonen med minimum 15 ingeniørstillinger i Hammerfest, at enheten for innkjøp og logistikk etableres og styres fra Hammerfest, og at beslutningstakere innenfor disse disiplinene har kontorplassen sin i Hammerfest.

4. Lokale og regionale ringvirkninger

For å ytterligere forsterke de positive virkningene av Johan Castberg har Hammerfest kommune følgende innspill til PUD for Johan Castberg:

- a. Statoil må etablere incentivordninger som medvirker til at hovedkontraktører, samt øvrige serviceselskaper med store kontrakter etablerer seg i Hammerfest. Engineering skal utføres lokalt i Hammerfest, slik at oppfølging av kontrakter skjer i tett dialog med den fremskutte operative delen av driftsorganisasjonen som er lokalisert i Hammerfest.

Statoil etablerer videre lagring/mellomlagring av utstyr/konstruksjoner i Hammerfest som skal benyttes i Barentshavet. Modifikasjoner, montering og testing av utstyr som skal benyttes i Barentshavet skal så langt det er mulig foregå i Hammerfest. Fraktkostnader bereg-

nes «free on board» (FOB) Hammerfest og presiseres i kontrakter.

- b. Statoil tar initiativ til at det etableres et fullverdig subsea-senter for Barentshavet i Hammerfest, som har et fullverdig tilbud rundt driftsstart av Johan Castberg.
- c. Statoil må iverksette incentivordninger som medvirker til at riggene Statoil benytter i Barentshavet også foretar vedlikehold og evt. klassinger i Hammerfest.
- d. Statoil etablerer en utskutt FOU-avdeling fra et av sine forskningssentre i Norge i Hammerfest.

Operatørens svar:

1. *Uttalelsen tas til orientering.*

2. *Uttalelsen tas til orientering.*

3. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 2 og FFK tema H punkt 3e.*

4.

a. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3c, 3d og 3e*

b. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3a*

c. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra NFK, tema H punkt 2i*

d. *Uttalelsen tas til orientering. Statoil har et godt samarbeid med en rekke ulike kompetansemiljøer i nord, men har ikke noen planer om å etablere egen FOU-avdeling i Hammerfest.*

Harstad kommune

Uttalelse:

1. *Generelt*

Harstad kommune påpeker at vi har mange år fremfor oss i nord med oljeaktivitet, men skepsisen til næringen vokser i regionen. Med det som bakteppe må mer skje i nord. Alt som forsvarlig kan etableres i nord fra Statoil sin side, bør etableres i nord for å vise at man mener alvor og faktisk vil gjøre det man sier man skal gjøre.

2. *Lokalisering av basefunksjoner og driftsorganisasjon*

Harstad kommune støtter beslutningen vedrørende lokalisering av forsyningsbase og helikopterbase i Hammerfest og driftsorganisasjon i Harstad, og mener at en slik løsning passer riktig inn i

Statoils nordnorske modell for ringvirkninger til hele landsdelen.

3. Lokale og regionale ringvirkninger

Harstad kommune mener at følgende momenter må belyses og tas med i PUD for Johan Castberg:

- a. At det etableres en fullverdig driftsorganisasjon i Harstad.
- b. At det bygges opp en B&B organisasjon som er stor nok til å håndtere det operasjonelle behov for alle Statoils brønner i nord fra 2019. Oppbyggingen av B&B organisasjonen må være ferdig bemannet og operasjonell til borestart.
- c. At det legges til rette for krysstrening og kompetanseheving mellom de ulike avdelingene, feltene og letemiljøet som er etablert i Harstad.
- d. Etablere fast tilstedeværelse for strategiske anskaffelser i Harstad, med fokus på å tildele kontrakter til nordnorsk næringsliv til leveranser på hele den norske sokkelen.
- e. Det må være krav til lokal tilstedeværelse og fortrinnsvis med lokal tilhørighet for underleverandører i så stort omfang som mulig.
- f. Det må stilles krav om tilstedeværelse i Harstad til leverandør av kontrakt for vedlikehold og modifikasjon (V&M), herunder:
 - i. Sikring av tilstrekkelig kompetanse og kapasitet lokalt for gjennomføring av planlagte og ikke planlagte oppdrag.
 - ii. Stille krav til lokal administrasjon og prosjektledelse for støtte til leverandør av V&Ms utførende personell.
 - iii. Stille krav at kontraktsvinner legger til rette for bruk av underleverandører etablert i Nord-Norge.
- g. At det satses videre på industriinkubatorene Kunnskapsparken Nord AS og Pro Barents AS.
- h. Videre satsning på Leverandørutviklingsprogrammet LUNN.
- i. Tilpassing av kontraktsstrategi til næringsstrukturen i Nord-Norge, blant annet ved å splitte opp kontrakter.
- j. Fortsatt bidrag til at de nordnorske høyere utdanningsinstitusjonene øker sin satsning mot petroleumsbransjen, både innen forskning og utdanning.

Operatørens svar:

1. *Uttalelsen tas til orientering.*

2. Uttalelsen tas til orientering.

3.
 - a. *Rettighetshaverne har besluttet å lokalisere driftsorganisasjonen i Harstad. Driftsorganisasjonen vil være satt sammen og bemannet i henhold til den enhver tid gjeldende driftsmodellen i selskapet.*
 - b. *Uttalelsen tas til orientering. B&B organisasjonen som jobber med planlegging av Johan Castberg brønnene er per i dag lokalisert i Harstad. Statoil vil fortsette å utvikle B&B organisasjonen i henhold til det totale aktivitetsnivået for å nå våre mål om sikre og effektive operasjoner. Johan Castberg og øvrige oppgaver i nord vil være en viktig del av denne utviklingen.*
 - c. *Uttalelsen tas til orientering. Statoil er opptatt av en kontinuerlig kompetanseheving av sitt personell. Dette gjelder også på Harstad kontoret.*
 - d. *Uttalelsen tas til orientering. Statoil har i forbindelse med Johan Castberg utbygging og drift ingen planer om å etablere fast tilstedeværelse for strategiske anskaffelser i Harstad.*
 - e. *Uttalelsen tas til orientering. Redegjørelse av Statoils overordnede kontraktprinsipper samt hvordan Statoil jobber for å tilrettelegge for lokale og regionale leverandører fremgår i tilsvaret til FFK, tema H punkt 3c.*
 - f. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3d.*
 - g. *Uttalelsen tas til orientering. Videre satsning på industriinkubatorer vil bli individuelt vurdert av Statoil i separate prosesser.*
 - h. *Det er besluttet å videreføre LUNN, ref. tilsvaret FFK, tema H punkt 3c.*
 - i. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3c.*
 - j. *Uttalelsen tas til orientering. Dialog mellom Statoil og høyere utdanningsinstitusjoner i nord vil videreføres.*

Lenvik Kommune

Uttalelse:

1. Lokalisering av basefunksjoner og driftsorganisasjon

Lenvik kommune støtter beslutningen vedrørende lokalisering av forsyningsbase og helikopterbase i Hammerfest og driftsorganisasjon i Harstad, og mener at en slik løsning passer riktig inn i Statoils nordnorske modell for ringvirkninger til hele landsdelen.

2. Lokale og regionale ringvirkninger

Lenvik kommune mener at følgende momenter må belyses og tas med i PUD for Johan Castberg:

- a. At det etableres en fullverdig driftsorganisasjon i Harstad.
- b. At all aktivitet nord for 62° nord må planlegges og gjennomføres fra Harstadkontoret.
- c. At det etableres en fast tilstedeværelse for strategiske anskaffelser i Harstad, med hensikt å få fart på næringslivet i nord.
- d. Det må være krav til lokal tilstedeværelse og fortrinnsvis med lokal tilhørighet for underleverandører i så stort omfang som mulig.
- e. Det må stilles krav om tilstedeværelse i Harstad til leverandør av kontrakt for vedlikehold og modifikasjon (V&M), herunder:
 - i. Sikring av tilstrekkelig kompetanse og kapasitet lokalt for gjennomføring av planlagte og ikke planlagte oppdrag.
 - ii. Stille krav til lokal administrasjon og prosjektledelse for støtte leverandør av V&Ms utførende personell.
 - iii. Stille krav at kontraktsvinner legger til rette for bruk av underleverandører etablert i Nord-Norge.
- f. At det satses videre på industriinkubatorene Kunnskapsparken Nord AS og Pro Barents AS.
- g. Videre satsning på Leverandørutviklingsprogrammet LUNN.
- h. Tilpassing av kontraktsstrategi til næringsstrukturen i Nord-Norge, blant annet ved å splitte opp kontrakter.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2.

- a. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra Harstad Kommune, tema H punkt 3a.*
- b. *Uttalelsen tas til orientering.*
- c. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra Harstad Kommune, tema H punkt 3d.*
- d. *Uttalelsen tas til orientering. Redegjørelse av Statoils overordnede kontraktprinsipper samt hvordan Statoil jobber for å tilrettelegge for lokale og regionale leverandører fremgår i tilsvaret til FFK, tema H punkt 3c.*
- e. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3d.*
- f. *Se tilsvaret på likelydende uttalelser fra Harstad Kommune, tema H punkt 3g.*

- g. *Det er besluttet å videreføre LUNN, ref. tilsvar FFK, tema H punkt 3c.*
- h. *Se tilsvar på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3c.*

Nordkapp kommune

Uttalelse:

1. Generelt

Nordkapp kommune understreker viktigheten av en langsiktig strategi for oppbygging av et kompetansemiljø i Finnmark for den kommende utviklingen av Barentshavet. Finnmark kan ikke lengre akseptere å være et fylke hvor man henter ut ressurser og tar verdiskapingen med til sentrale områder lengre sør i landet.

2. Lokalisering av driftsorganisasjonen

Nordkapp kommune støtter Hammerfest kommunes innspill til høringen og forslag om at Statoil skal etablere driftsorganisasjonen til Johan Castberg i Hammerfest.

3. Lokale og regionale ringvirkninger

At ringvirkningene i tiltakssonen primært bygger på de tradisjonelle håndverkene og da særskilt transport i forbindelse med forsyningsbase og helikopterbase er ikke tilfredsstillende.

- Nordkapp kommune mener at Statoil i arbeidet med Johan Castberg-prosjektet bør inngå et samarbeid med Nordkapp maritime fagskole og videregående skole. På denne måte vil man på en bedre måte sikre lokal og regional arbeidskraft, samtidig som man bygger opp viktig lokal kompetanse.
- Kontraktstrukturer for de store leveransene til Johan Castberg må være tilrettelagt for lokale leverandører. Dette kan gjøres ved at større leveranser kan brytes ned til mindre delleveranser, og ved at forsyningssted til ulike leveranser settes til Finnmark. Dermed blir lokal tilstedeværelse en viktig faktor i konkurranse med nasjonale og internasjonale selskap og lokasjoner.
- Nordkapp kommune mener at en utskutt avdeling fra et av Statoils forskningssentre i Norge lokalisert i Hammerfest med fokus på arktiske områder, LNG, sikkerhet, etc. ville kunne løfte utviklingsfokuset hos industrien i nord.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2. *Se tilsvar på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 2 og FFK tema H punkt 3e.*

3.

- Samarbeid med Nordkapp maritime fagskole og videregående skole vil bli vurdert.*
- Se tilsvar på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3c.*
- Se tilsvar på likelydende uttalelser fra Hammerfest Kommune, tema H punkt 4d.*

Arena arktiske vedlikehold (AAV)

Uttalelse:

1. Generelt

AAV uttaler at det er svært viktig at Statoil og myndighetene ikke vurderer Castberg-utbyggingen som en isolert enkeltutbygging i Barentshavet. Castberg er det tredje av mange utviklingssteg for en robust industriutvikling i Barentshavet Sørvest. Disse utviklingsstegene består for øyeblikket av eksisterende aktivitet knyttet til Hammerfest LNG og Goliat, samt fremtidige utbygging og drift av J. Castberg, Alta/Gotha og Wisting. Dersom Statoil ved Castberg tar valg som bryter med de eksisterende utbyggingene (Hammerfest LNG og Goliat) vil dette få stor betydning for de neste planlagte stegene, og det vil kunne redusere mulighetene for en videre oppbygging av en konkurransekraftig og robust leverandørindustri nært Barentshavet.

2. Lokale og regionale ringvirkninger

AAV kommer med følgende innspill til det videre arbeidet:

- Etablere subseainfrastruktur og kompetanse i tilknytning til Barentshavet.
- Utdanne regionale og lokale bedrifter i offshorerearbeid for oppstart for å redusere mobiliseringskostnader, samt planlegge kompetansehevende tiltak for å sikre en egnet lokal/regional leverandørindustri.
- Utvikle lokale/regionale lærlinger til offshore arbeid.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2.

- Se tilsvar på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3a.*
- Statoil vil i denne sammenheng blant annet bidra i form av videreføring av LUNN, mer*

informasjon er gitt i tilsvar FFK tema H punkt 3c.

c. Se tilsvar på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3f.

Harstad regionens næringsforening

Uttalelse:

1. Lokalisering av driftsorganisasjon

Harstad regionens næringsforening mener at Statoil sin beslutning å lokalisere driftsorganisasjon i Harstad er viktig og vil skape et videre grunnlag for Statoils nordnorske ansvar for ringvirkninger i hele landsdelen.

2. Lokale og regionale ringvirkninger

Harstad regionens næringsforening mener at følgende momenter må belyses og tas med i PUD for Johan Castberg:

- a. At det etableres en fullverdig driftsorganisasjon i Harstad.
- b. At det startes oppbygging av en større B&B-organisasjon i Harstad som tar seg av økningen som kommer i nord.
- c. At det etableres en fast tilstedeværelse for strategiske anskaffelser i Harstad.
- d. Det må være krav til lokal tilstedeværelse og fortrinnsvis med lokal tilhørighet for underleverandører i så stort omfang som mulig.
- e. Det må stilles krav om tilstedeværelse i Harstad til leverandør av kontrakt for vedlikehold og modifikasjon (V&M), samt at det stilles krav at kontraktsvinner legger til rette for bruk av underleverandører etablert i Nord-Norge.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2.

- a. *Se tilsvar på likelydende uttalelser fra Harstad Kommune, tema H punkt 3a.*
- b. *Se tilsvar på likelydende uttalelser fra Harstad Kommune, tema H punkt 3b.*
- c. *Se tilsvar på likelydende uttalelser fra Harstad Kommune, tema H punkt 3d.*
- d. *Se tilsvar på likelydende uttalelser fra Harstad Kommune, tema H punkt 3e.*
- e. *Se tilsvar på likelydende uttalelser fra FFK, tema H punkt 3d.*

Landsorganisasjonen i Norge (LO)

Uttalelse:

1. Ringvirkninger

LO viser til at konsekvensutredningen redegjør for tiltak som skal legges til rette for regionale og lokale leverandører. Det er LO tilfreds med og understreker betydningen av nasjonale, regionale og lokale ringvirkninger av aktiviteten på norsk sokkel. Statoil har som største operatør på norsk sokkel et særskilt ansvar for å legge til rette for ringvirkninger i Norge.

2. Lønns- og arbeidsvilkår

LO vil understreke forventningen om at bøyelastere, forsynings- og beredskapsskip og installasjonsfartøyer driftes med et mannskap som kan bo i Norge. Det krever at norske lønns- og arbeidsvilkår legges til grunn. LO mener utvinning av våre petroleumsressurser ikke skal baseres på sosial dumping.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2. Uttalelsen tas til orientering.

Olje og gassklynge Helgeland (OGH)

Uttalelse:

1. Generelt

OGH uttaler at det er positivt at Johan Castberg i konsekvensutredningen definerer Nord-Norge som geografisk område for regionale leveranser og at dette harmoniserer med St.meld. nr. 28 (2010–2011) hvor det heter at regjeringen vil; «at det ved nye utbygginger etableres anbudsprosesser som gjør at bedrifter fra landsdelen hvor utbyggingen er kan delta».

2. Lokale og regionale ringvirkninger

OGH påpeker at leverandørnæringen i Nord-Norge og spesielt Helgeland har hatt en sterk utvikling de siste årene og investert milliardbeløp i infrastruktur, kompetanse og teknologi, og at det er viktig å tilrettelegge for at leverandørindustrien på Helgeland kommer i posisjon til å konkurrere om kontrakter både i utbyggings- og driftsfase slik at leverandører kan opprettholde et mer stabilt og bærekraftig aktivitetsnivå.

OGH viser til konsekvensutredningen og peker på at LUNN-prosjektet, samarbeid med

Petro Arctic og Master Service Agreements angis som primære tiltak for å tilrettelegge for nordnorske leverandører. OGH mener at disse tiltakene ikke er tilstrekkelige og lister følgende konkrete forslag for å øke verdiskapingen i Nord-Norge:

- a. Kontrakter både i utbyggings- og driftsfasen bør deles opp slik alt lokalt- og regionalt næringsliv gis mulighet til å konkurrere om kontraktene.
- b. Hovedkontraktene for vedlikehold og modifikasjon må ha fleksibilitet til bruk av lokale leverandører.
- c. Operatørselskapene må følge opp at hovedkontraktører innfrir inngåtte avtaler med sine underleverandører.
- d. Det bør utredes muligheter for utviklingskontrakter innenfor ulike disipliner i utbygging og drift.
- e. Bidra aktivt til teknologiutvikling i samarbeid med nordnorske leverandører.
- f. Borerigger som utfører operasjoner i Nord-Norge må bruke nordnorske havner og verft ved riggvedlikehold, klargjøringsarbeid og opplag.
- g. Innkjøpsfunksjoner bør etableres nær de store leverandørmiljøene i nord, inkludert på Helgeland.
- h. Subsea- verkstedet i Sandnessjøen må i større grad utnyttes slik at den lokale organisasjonen styrkes i forbindelse med Johan Castberg utbyggingen.

Operatørens svar:

1. *Uttalelsen tas til orientering.*

2.

- a. *Som beskrevet i tilsvar til uttalelse fra FFK tema H punkt 3c, er det iverksatt flere tiltak for å legge til rette for at leverandørindustri i hele Nord-Norge kommer i posisjon for kontrakter.*
- b. *Se tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3d.*
- c. *Se tilsvar til uttalelse fra NFK, tema H punkt 2d.*
- d. *Se tilsvar til uttalelse fra NFK, tema H punkt 2f.*
- e. *Se tilsvar til uttalelse fra NFK, tema H punkt 2h.*
- f. *Se tilsvar til uttalelse fra NFK, tema H punkt 2i.*
- g. *Se tilsvar til uttalelse fra NFK, tema H punkt 2c.*
- h. *Uttalelsen tas til orientering. Det henvises til tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3a.*

Petro Arctic (PA)

Uttalelse:

1. *Generelt*

PA viser til at en utbygging av Johan Castberg er av meget stor betydning, ikke minst for det lokale og regionale drifts og leverandørmiljø som har bygd opp kompetanse i tilknytning til dagens aktivitet. Dersom denne kompetansen ikke skal forvitre må utbyggingen komme i gang som planlagt og gi oppdrag, arbeidsplasser og verdiskaping i regionen både i utbyggings- og driftsfasen.

2. *Lokalisering av basefunksjoner og driftsorganisasjon*

PA mener at nordnorske olje- og gassfelt skal ha all drifts- og basestruktur i landsdelen.

3. *Lokale og regionale ringvirkninger*

PA har følgende kommentarer til konsekvensutredningen:

- a. Det er viktig at lisensen utreder effektiv og kostnadsoptimalisert drift, samfunnsmessige konsekvenser og industrielle ringvirkninger med å etablere ytterligere landbasert subseaaktivitet i Hammerfest knyttet til vedlikehold og modifikasjon av undervannsinstallasjoner.
- b. Prosjektledelsen er planlagt fra Oslo og Harstad. Statoil må i langt større grad vise hvordan en større andel av dette arbeidet kan gjøres i Harstad og Hammerfest.
- c. Monterings- og ferdigstillelsesarbeid er i KU utredet ved sørnorske verft. Statoil bør ta høyde for at deler av dette arbeidet også kan utføres i Nord-Norge. Kontraksstrukturer og krav i tilbudsforespørsler som legger til rette for regionale og lokale leveranser i utbyggings og driftsfase vil få stor betydning for den videre oppbyggingen av petroleumsrettet miljø i Nord-Norge. Herunder er det viktig å dele opp, alternativt tilrettelegge kontraktene slik at det blir mulig for lokalt og regionalt etablerte bedrifter å gi tilbud.
- d. Kontraksstrategien må tilrettelegges slik at leverandører som vinner sentrale kontrakter innenfor vedlikehold og modifikasjon er tilstede med sentrale funksjoner i Nord-Norge.
- e. I tillegg til de driftsløsninger som er presentert i KU bør Statoil legge en driftstøtte enhet i Hammerfest, som minimum inneholder vedlikeholds- og modifikasjonsplanlegging, logistikk og innkjøpsfunksjoner.

- f. Statoil bør i nært samarbeid med kommuner i Finnmark og FFK igangsette en mulighetsstudie vedrørende rekruttering til offshore organisasjonen fra Finnmark. Studien bør ha klare mål om tiltak for rekruttering til Statoil fra Finnmark og Nord-Norge til klargjøring og driftsoppstart 2021–2023.
- g. PA mener at tidligere erfaringer ikke er et godt utgangspunkt for å beregne mulig verdiskaping i Nord-Norge, dette ettersom det har vært stor utvikling i nord de siste årene og det derfor er et større potensial for ringvirkninger i Nord-Norge i dag enn ved tidligere utbygginger i nord.
- h. Teknologiutvikling og utviklingskontrakter har vært helt avgjørende for nasjonal leverandørindustri og dagens ringvirkninger av oljeaktiviteten. EØS avtalen har i mange år vært et hinder for å benytte dette effektive virkemiddelet. Nå er oljeselskapenes investeringer på norsk sokkel ikke lenger underlagt EØS sitt innkjøpsdirektiv og utviklingskontrakter bør derfor igjen tas i bruk på norsk sokkel for å videreutvikle norsk leverandørindustri i Nord-Norge. PA foreslår at man sammen med øvrige operatører med aktivitet i Barentshavet, leverandørindustri og myndigheter utreder muligheten for minst 3 områder for utviklingskontrakter: fabrikkasjon av SURF-materiell, boring og brønn, og vedlikehold og modifikasjon.
- i. PA har over mange år bygget betydelig kompetanse og nettverk som leverandørnettverk i nord. PA forutsetter at det belyses i PUD hvordan man gjennom hele utbyggingsperioden og i en driftsfase skal samarbeide med regionale aktører i nord for å oppnå ringvirkninger av utbyggings- og driftsfasen av Johan Castberg.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2. Uttalelsen tas til orientering. Rettighetshaverne i lisensen har besluttet å lokalisere basefunksjoner i Hammerfest og driftsorganisasjon i Harstad.

3.

- a. Se tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3a.*
- b. Se tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3b.*
- c. Se tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3c.*
- d. Se tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3d.*

- e. Se tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3c og 3e.*
- f. Se tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3f.*
- g. Uttalelsen tas til orientering.*
- h. Se tilsvar til uttalelse fra NFK, tema H punkt 2f.*
- i. Uttalelsen tas til orientering. Med henvisning til tilsvar til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3c, så er det planlagt videre samarbeid med PA innenfor temaene boring og drift.*

Polarkonsult AS

Uttalelse:

1. Generelt

Polarkonsult AS mener at når tyngdepunktet i olje- og gassindustrien skal nordover, bør vi på sikt se større regionale effekter. Vi har mange år fremfor oss med oljeaktivitet, men skepsisen til næringen vokser i regionen. Med det som bakteppe må de regionale effektene bli mer fremtredende. Det er viktig at Statoil viser at en faktisk mener alvor med regionale ringvirkninger og handler i tråd med dette. Alt som kan etableres regionalt, bør etableres regionalt.

2. Lokale og regionale ringvirkninger

Polarkonsult AS mener at følgende momenter må belyses og tas med i PUD for Johan Castberg:

- a. Nord-Norge har flere aktører med høy kompetanse innenfor skipsdesign og det forventes at Statoil benytter anledningen til å styrke disse fagmiljøene.
- b. Det må etableres en komplett driftsorganisasjon i Harstad.
- c. Etablere fast tilstedeværelse for strategiske anskaffelser i Harstad, med fokus på å tildele kontrakter til nordnorsk næringsliv til leveranser på hele den norske sokkelen.
- d. Det må være krav til lokal tilstedeværelse og fortrinnsvis med lokal tilhørighet for underleverandører i så stort omfang som mulig. Med lokale bedrifter mener vi bedrifter med hovedkontor og eierskap i nord, ikke store internasjonale selskap, som etablerer filialer, høster og forsvinner så snart det er motgang i markedet.
- e. Det må stilles krav om tilstedeværelse i Harstad til leverandør av kontrakt for vedlikehold og modifikasjon (V&M), herunder:
- i. Sikring av tilstrekkelig kompetanse og kapasitet lokalt for gjennomføring av planlagte og ikke planlagte oppdrag.

- ii. Stille krav til lokal administrasjon og prosjektledelse for støtte leverandør av V&Ms utførende personell.
- iii. Stille krav at kontraktspartner legger til rette for bruk av leverandører etablert i Nord-Norge.
- f. Statoil må fokusere på å tilpasse kontraktsstrategiene til næringsstrukturen i Nord-Norge, blant annet ved å splitte opp kontrakter.

Operatørens svar:

1. *Uttalelsen tas til orientering.*

2.

- a. *Uttalelsen tas til orientering.*
- b. *Se tilsvaret til uttalelse fra Harstad kommune, tema H punkt 3a.*
- c. *Se tilsvaret til uttalelse fra Harstad kommune, tema H punkt 3d.*
- d. *Se tilsvaret til uttalelse fra Harstad kommune, tema H punkt 3e.*
- e. *Se tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3d.*
- f. *Se tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3c.*

Troms Høyre

Uttalelse:

1. *Lokalisering av basefunksjoner og driftsorganisasjon*

Troms Høyre støtter beslutningen vedrørende lokalisering av forsyningsbase og helikopterbase i Hammerfest og driftsorganisasjon i Harstad, og mener at en slik løsning passer riktig inn i Statoils nordnorske modell for ringvirkninger til hele landsdelen.

2. *Lokale og regionale ringvirkninger*

Troms Høyre mener at følgende momenter må belyses og tas med i PUD for Johan Castberg:

- a. At det etableres en fullverdig driftsorganisasjon i Harstad.
- b. At all aktivitet nord for 62° nord må planlegges og gjennomføres fra Harstadkontoret.
- c. At det etableres en fast tilstedeværelse for strategiske anskaffelser i Harstad, med hensikt å få fart på næringslivet i nord.
- d. Det må være krav til lokal tilstedeværelse og fortrinnsvis med lokal tilhørighet for underleverandører i så stort omfang som mulig.
- e. Det må stilles krav om tilstedeværelse i Harstad til leverandør av kontrakt for vedlikehold og modifikasjon (V&M), herunder:

- i. Sikring av tilstrekkelig kompetanse og kapasitet lokalt for gjennomføring av planlagte og ikke planlagte oppdrag.
- ii. Stille krav til lokal administrasjon og prosjektledelse for støtte leverandør av V&Ms utførende personell.
- iii. Stille krav at kontraktsvinner legger til rette for bruk av underleverandører etablert i Nord-Norge.
- f. At det satses videre på industriinkubatorene Kunnskapsparken Nord AS og Pro Barents AS.
- g. Videre satsning på Leverandørutviklingsprogrammet LUNN.
- h. Tilpassing av kontraktsstrategi til næringsstrukturen i Nord-Norge, blant annet ved å splitte opp kontrakter.

Operatørens svar:

1. *Uttalelsen tas til orientering.*

2.

- a. *Se tilsvaret til uttalelse fra Harstad kommune, tema H punkt 3a.*
- b. *Uttalelsen tas til orientering.*
- c. *Se tilsvaret til uttalelse fra Harstad kommune, tema H punkt 3d.*
- d. *Uttalelsen tas til orientering. Redegjørelse av Statoils overordnede kontraktprinsipper samt hvordan Statoil jobber for å tilrettelegge for lokale og regionale leverandører fremgår i tilsvaret til FFK, tema H punkt 3c.*
- e. *Se tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3d.*
- f. *Se tilsvaret til uttalelse fra Harstad kommune, tema H punkt 3g.*
- g. *Det er besluttet å videreføre LUNN, ref. tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3c.*
- h. *Se tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema H punkt 3c.*

I. Infrastruktur (luftfart, vegtransport, kystfart, kaianlegg mv.)

Luftfartstilsynet

Uttalelse:

1. *Flysikringstjenester*

Luftfartstilsynet peker på at det i konsekvensutredningen står lite om helikopterflyginger inn og ut av feltet, samt omfanget av tilførselsflyginger inn og ut av Hammerfest. Manglende tallfesting av trafikk gir lite grunnlag for å uttale seg om konsekvensene. Det må likevel antas at en etablering av helikopter- og forsyningsbase i Hammerfest vil

medføre en økt mengde flyginger inn og ut av Hammerfest. Dette kan medføre utfordringer, ettersom flere flybevegelser inn og ut av Hammerfest kan føre til at

- a. Tjenesteformen for flyplassen i Hammerfest kan måtte endres med en overgang fra AFIS til ATC.
- b. Ressursbruken ved Norway ACC som styrer Hammerfest TMA kan måtte økes.
- c. Helikopterflyging over havet nordvest for Hammerfest kan medføre et behov for å etablere overvåkingstjenester på strekningen mellom Hammerfest og Johan Castberg.

Alle disse punktene kan medføre økte kostnader.

2. Bruk av droner

Luftfartstilsynet viser til at energisektoren er en av primæroppdragsgiverne til tilbydere av avanserte droner. Vi antar at Johan Castberg vil ha et vesentlig behov for inspeksjoner, spesielt av kritiske komponenter. Vi registrerer at KU ikke nevner noe om droner, eksempelvis i forbindelse med lekkasjedeteksjon, men går imidlertid ut fra at slike løsninger har blitt/vil bli vurdert.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2. Det er korrekt at Johan Castberg vil ha behov for inspeksjoner og det vil bli gjennomført vurderinger av hvordan disse best kan la seg gjennomføre. Bruk av droner vil være en av flere teknologier som vurderes. Statoil vil legge opp til dialog med Luftfartstilsynet rundt eventuell bruk av droner.

Avinor

Uttalelse:

1. Lufttrafikkjeneste

Basert på erfaringer fra andre felt og anslått trafikkmengde ut fra dette, så har Avinor Flysikring (FS) god kapasitet til å yte lufttrafikkjeneste til den forventede økningen av helikoptertrafikk mellom Hammerfest og Johan Castberg uten å måtte øke bemanningen av den trafikksektoren som yter trafikkjeneste til dette offshore-segmentet. Avinor AS vil måtte vurdere om økt helikopter-

trafikk får noen konsekvenser for trafikkavviklingen på Hammerfest lufthavn.

2. Kommunikasjons- og overvåkingsutstyr

Avinor Flysikring ønsker å sikre muligheten til plass for VHF-kommunikasjonsutstyr (COM) og ADS-B overvåkingsutstyr (SUR) på Johan Castberg. Før det avgjøres om det er nødvendig med slikt utstyr ønsker Avinor Flysikring å foreta en grundigere analyse av behovet for bedring av COM/SUR-dekning, sett i forhold til planlagt COM/SUR etablering på Goliat-Plattformen.

3. Luftromsorganisering

Avinor påpeker at det vil være behov for å vurdere endring av infrastruktur for helikoptertrafikken fra Hammerfest til Goliat og Johan Castberg. Dette kan være etablering av helikopterruter (HR) og eventuell endring av luftrom-klassifisering. Alle endringer av luftromsorganisering samt tilførsel av nye elementer vil medføre publisering i luftfartspublikasjonen AIP Norge. Avinor Flysikring kan bistå med å utføre disse endringene når det blir aktuelt, og vi ber om å bli kontaktet for videre oppfølging som nødvendig.

4. ICAO Flyplasskode

Avinor FS vil ivareta oppgaven med å søke om tildelelse av en egen flyplasskode for Johan Castberg på anmodning fra Statoil.

Operatørens svar:

1. Uttalelsen tas til orientering.

2. Uttalelsen tas til etterretning. Statoil tar sikte på dialog med Avinor for å avklare og sikre plassbehov for nødvendig COM/SUR utstyr på Johan Castberg FPSO.

3. Uttalelsen tas til etterretning. Statoil vil videre sørge for at Avinor involveres på den mest hensiktsmessige måten i det videre arbeidet med eventuell endring av luftromsorganisering.

4. Kommentaren tas til etterretning og Statoil vil ta kontakt med Avinor når det blir aktuelt å søke om å få tildelt egen flyplasskode for Johan Castberg.

J. Annet

Industri Energi

*Uttalelse:**1. Språk*

Industri Energi påpeker at språk ikke er omtalt i KU. Industri Energi vil understreke at norsk språk skal være hovedregelen i norsk arbeidsliv, og at møter, kurs, prosedyrer, retningslinjer og lignende skal være tilgjengelig på norsk. Andre språk kan brukes i tillegg til norsk når dette er hensiktsmessig for å sikre god kommunikasjon, og for å sikre at sikkerhet og beredskap ivaretas for alle arbeidstakere. Det er av stor sikkerhetsmessig og sosial betydning at alle arbeidstakere forstår instruksene og er i stand til å kommunisere med hverandre. Det gjelder særskilt i situasjoner med uønskede hendelser.

2. Støypåvirkning

Etter Industri Energi sin mening er KU mangelfull når det kommer til konsekvenser og avbøtende tiltak for de ansatte. Industri Energi mener at støy og hørselskader for de ansatte er en stor utfordring, der utfordringen og løsningene må beskrives grundig.

Operatørens svar:

1. Det offisielle språket i Johan Castberg prosjektet, inkludert på FPSOen, vil være norsk. Personell som ikke er norsk/skandinavisk talende, må kunne forstå og gjøre seg forstått på engelsk.

2. Statoil er opptatt av å legge til rette for et godt arbeidsmiljø for de ansatte på installasjonene, herunder også legge til rette for at den enkelte blir utsatt for så lite støy som mulig. Utredning av støy som en arbeidsmiljøutfordring hører typisk ikke hjemme i en konsekvensutredning ihht. Petroleumsloven, men vil bli behandlet gjennom arbeidet innenfor helse, arbeidsmiljø og sikkerhet (HMS) som gjøres i prosjektet.

Landsorganisasjonen (LO)

*Uttalelse:**1. Språk*

LO påpeker at språk ikke er omtalt i KU. LO vil understreke at norsk språk skal være hovedregelen i norsk arbeidsliv, og at møter, kurs, prosedyrer, retningslinjer og lignende skal være tilgjengelig på norsk. Andre språk kan brukes i tillegg til

norsk når dette er hensiktsmessig for å sikre god kommunikasjon, og for å sikre at sikkerhet og beredskap ivaretas for alle arbeidstakere. Det er av stor sikkerhetsmessig og sosial betydning at alle arbeidstakere forstår instruksene og er i stand til å kommunisere med hverandre. Det gjelder særskilt i situasjoner med uønskede hendelser.

2. Støypåvirkning

Etter LOs mening er KU mangelfull når det kommer til konsekvenser og avbøtende tiltak for de ansatte. LO mener at støy og hørselskader for de ansatte er en stor utfordring, der utfordringen og løsningene må beskrives grundig

Operatørens svar:

1. Det vises til tilsvar til Industri Energi, tema J, punkt 1.

2. Det vises til tilsvar til Industri Energi, tema J, punkt 2.

K. Ilandføring

Miljødirektoratet

Uttalelse:

1. Miljødirektoratet påpeker at en eventuell felles oljeterminal på Veidnes vil kreve en egen myndighetsgodkjenning, inkludert konsekvensutredning.

Operatørens svar:

Statoil tar merknaden til orientering og er klar over at en eventuell felles oljeterminal på Veidnes vil kreve egne myndighetsgodkjenninger.

Finnmark fylkeskommune (FFK)

*Uttalelse:**1. Utredning om ilandføring av olje til Veidnes*

Finnmark fylkeskommune mener Stortinget bør forplikte Johan Castberg-prosjektet, samt andre framtidige oljefelt i rimelig nærhet til Johan Castberg i Barentshavet, til å benytte en terminal på Veidnes. Dersom Johan Castberg realiseres før terminalen står ferdig, bør en slik forpliktelse få tilbakevirkende kraft.

Johan Castberg er den viktigste driveren for å få etablert en oljeterminal på Veidnes. FFK mener at Statoil må integrere utredningen av Veidnes som oljeterminal i KU for Johan Castberg. Utredningen knyttet til terminalen og BSOI-prosjektet

går bak lukkede dører, noe som gjør det vanskelig å etterprøve selskapenes vurderinger, eller holde seg oppdatert på status på prosjektet.

Operatørens svar:

Johan Castberg prosjektet planlegges som et eget prosjekt som ikke vil være avhengig av en eventuell omlastingsterminal på Veidnes. Konsekvensutredningen er en del av PUD for det planlagte prosjektet, og det er naturlig at KU omhandler samme prosjektomfang som det som skal omsøkes gjennom innsendelse av PUD.

Statoil tok initiativ til fellesprosjektet Barents Sea Oil Infrastructure (BSOI), som ble etablert i februar 2015. Prosjektplanleggingen av BSOI-prosjektet blir gjennomført i tråd med prosjektutviklingsprosessen i Statoil, beskrevet i Oppsummering av høringsuttalelser og tilsvaret til utredningsprogrammet, svar til Klima- og miljødepartementet Tema A punkt 1. Gjennomføring av BSOI forutsetter en bærekraftig og konkurransedyktig prosjektøkonomi sammenlignet med alternative eksportløsninger for olje.

Den åpne konsekvensutredningsprosessen for en eventuell felles oljeterminal vil skje på et senere tidspunkt. Som del av konsekvensutredningen for en slik mulig terminal vil også de miljømessige konsekvenser (herunder miljørisikovurderinger og beredskap av lastning og tankertransport) – og samfunnsmessige virkninger (som verdiskapning og sysselsetting) utredes. Dialog med berørte parter vil også gjennomføres i tråd med gjeldende praksis for gjennomføring av konsekvensutredninger og ellers etter behov. Eventuell etablering av en oljeterminal vil utløse krav om utarbeidelse av reguleringsplan ihht Plan- og bygningsloven, med tilhørende prosess for medvirkning.

Troms Fylkeskommune

Uttalelse:

1. Terminal på Veidnes

Fylkesrådet i Troms forutsetter at Statoil i lag med de andre aktuelle partene prioriterer arbeid med mulighetene knyttet til etablering av terminal for oljeomlastning på Veidnes. Dette vil bidra til økte ringvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nord-Norge og bidra til å redusere etablerings- og driftskostnader for feltene i området.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1.

Hammerfest kommune

Uttalelse:

1. Terminalløsning

Johan Castberg er den viktigste driveren for å få etablert en oljeterminal på Veidnes. Hammerfest kommune stiller som krav til Statoil at en både utreder og har som mål å føre oljen fra Johan Castberg i land på Veidnes i Nordkapp. Hammerfest aksepterer ikke at Statoil vil foreta en delt konsekvensutredning på dette spørsmålet. Vårt krav om ilandføring på Veidnes står fast.

Vurderinger knyttet til hvor store oljevolumer som må til for å realisere en terminal bør være med i konsekvensutredningen for Johan Castberg for å kaste lys på beslutningsgrunnlaget for terminalen.

Statoil bør gjøre utredningene knyttet til BSOI-prosjektet tilgjengelig.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1.

Harstad kommune

Uttalelse:

1. Terminal på Veidnes

Harstad kommune mener at Statoil fortsatt må jobbe for at det fattes en forpliktende beslutning om å investere i en oljeomlastningsterminal på Veidnes så fort som mulig, i samarbeid med andre relevante aktører i Barentshavet.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1.

Lenvik kommune

Uttalelse:

1. Terminal på Veidnes

Lenvik kommune mener at Statoil fortsatt må jobbe for at det fattes en forpliktende beslutning om å investere i en oljeomlastningsterminal på Veidnes så fort som mulig.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1.

Nordkapp kommune

*Uttalelse:**1. Terminal på Veidnes*

Nordkapp kommune mener at Statoil har skapt store forventninger i Finnmark og Nordkappsamfunnet, gjennom løfter om en realisering av oljeterminal på Veidnes. Kommunen mener at KU til Johan Castberg ikke tar nok hensyn til de forventningene og muligheter til lokale ringvirkninger, når man løsriver Johan Castberg prosjektet fra Veidnesterminalen. En ilandføring vil gi betydelige større lokale ringvirkninger enn en offshore-løsning i dette tilfellet.

Nordkapp kommune mener Departementet bør forplikte Johan Castberg-prosjektet, samt andre framtidige oljefelt i Barentshavet til å benytte en terminal på Veidnes. En slik forpliktelse bør også ha tilbakevirkende kraft slik at terminalen sikres ønskede volumer i fremtiden.

Nordkapp kommune registrerer arbeidet med Barents Sea Oil Infrastructure (BSOI) og at man behøver mer tid til å komme i mål med en helhetlig løsning for Barentshavet. Nordkapp kommune mener derimot at det må holdes skarp fremgang i dette arbeidet, og at man kan avklare- og konkludere før oppstarten av Johan Castberg prosjektet.

Nordkapp kommune er overrasket over at terminalløsning på Veidnes ikke er mer omtalt i KUen, samtidig som at begrunnelsen for dette gjøres ut fra at man mener Johan Castberg-prosjektet inneholder for lite olje for å gjøre Veidnesterminalen lønnsom. Kommunen mener at Statoil bør si noe om hvilke mengder olje som behøves, og hvilke omstendigheter som kreves for at Veidnesterminalen blir aktuell. Kommunen mener videre at man bør belyse hvilke alternativer som kan aktualisere Veidnesterminalen; slik som skattepakke, fremtidige forpliktelser av oljeleveranser fra andre oljefelt, infrastrukturselskap, eller andre myndighetsinitierte tiltak.

I tillegg viser Nordkapp kommune til lokale konsekvenser som har oppstått i etterkant av beslutningen om å endre konsept for landanlegget på Veidnes, og oppsplittingen av det opprinnelige prosjektet. Dette inkluderer endringer i boligmarkedet og frustrasjon i næringslivet.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1.

Harstad regionens næringsforening

*Uttalelse:**1. Terminal på Veidnes*

Harstad regionens næringsforening mener at Statoil fortsatt må jobbe for at det fattes en forpliktende beslutning om å investere i en oljeomlastningsterminal på Veidnes så fort som mulig, i samarbeid med andre relevante aktører i Barentshavet.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1.

Industri energi

*Uttalelse:**1. Oljeterminal på Veidnes*

Industri Energi vil understreke betydningen av at partene finner en løsning for realisering av landanlegget, og ber Statoil som største operatør om å arbeide aktivt for å sikre fremdriften i prosjektet.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1.

Landsorganisasjonen i Norge (LO)

*Uttalelse:**1. Utredning av landanlegg*

LO vil understreke betydningen av at partene finner en løsning for realisering av landanlegget, og ber Statoil som største operatør om å arbeide aktivt for å sikre fremdriften i prosjektet.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvaret til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1.

Petro Arctic

*Uttalelse:**1. Oljeterminal på Veidnes*

Petro Arctic uttaler at Johan Castberg vil være hoveddriver for en mulig felles omlastningsterminal for olje på Veidnes. Videre planer må vise hvordan FPSO er tilrettelagt for slik omlasting, og hvilke konsekvenser en slik løsning vil ha for Johan Castberg. Vi anbefaler at man på samme tidspunkt som PUD blir levert til myndighetene

også leverer en separat mulighetsstudie med planer for framdrift for en mulig oljeomlastningsterminal på Veidnes.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvar til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1. Johan Castberg FPSO vil være utformet for lossing av olje til skytteltankere, og omlasting er ikke en aktuell problemstilling for en FPSO-løsning. PUD planlegges sendt til myndighetene i løpet av desember 2017.

Troms Høyre

Uttalelse:

1. Terminal på Veidnes

Troms Høyre mener at Statoil fortsatt må jobbe for at det fattes en forpliktende beslutning om å investere i en oljeomlastningsterminal på Veidnes så fort som mulig.

Operatørens svar:

Det vises til tilsvar til uttalelse fra FFK, tema K, punkt 1.

Bestilling av publikasjoner

Offentlige institusjoner:

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon

Internett: www.publikasjoner.dep.no

E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no

Telefon: 22 24 00 00

Privat sektor:

Internett: www.fagbokforlaget.no/offpub

E-post: offpub@fagbokforlaget.no

Telefon: 55 38 66 00

Publikasjonene er også tilgjengelige på

www.regjeringen.no

Trykk: 07 Media – 04/2018

