



Vedrørende godkjenning av endret plan for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG

1 Innledning

Snøhvit er et gass- og kondensatfelt i det sørlige Barentshavet. Plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) for Snøhvitfeltet og det tilhørende landanlegget på Melkøya (Hammerfest LNG) ble godkjent av myndighetene i 2002, og feltet kom i produksjon i 2007. Snøhvitfeltet produserer i et normalår om lag 5 pst. av norsk gasseksport. Hammerfest LNG på Melkøya er i dag eneste infrastruktur for eksport av gass fra Barentshavet.

Snøhvit Unit består av utvinningstillatelsene 064, 077, 078, 097, 099, 100, 110 og 448. Equinor Energy AS (Equinor) er operatør for Snøhvit Unit med en deltakerandel på 36,79 pst. De øvrige rettighetshaverne i Snøhvit Unit er Petoro AS (30 pst.), TotalEnergies EP Norge AS (18,4 pst.), Neptune Energy Norge AS (12 pst.) og Wintershall Dea Norge AS (2,81 pst.).

På vegne av rettighetshaverne i Snøhvit Unit søkte Equinor 20. desember 2022 Olje- og energidepartementet om godkjenning av endret plan for utbygging og drift (PUD) og endret plan for anlegg og drift (PAD) av Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG. Det omsøkte prosjektet er gitt navnet Snøhvit Future og omfatter nye anleggsdeler og modifikasjoner av eksisterende anlegg på Melkøya, samt ny kraftforsyning fra Hyggevatn transformatorstasjon til Melkøya, med all nødvendig tilhørende infrastruktur.

Snøhvit Future innebærer økt utvinning av gass fra Snøhvit gjennom landkompresjon og om lag 90 pst. reduksjon i CO₂-utslippene (850 000 tonn CO₂) fra LNG-anlegget ved omlegging av energiforsyningen fra gassturbindrevne generatorer (energianlegget) til full drift med kraft fra nettet. I tillegg vil NO_x-utslippene reduseres med 100 pst. (580 tonn NO_x).

En forutsetning for gjennomføring av prosjektet er at konsesjoner etter energiloven gis til 1) Statnett for å utvide transmisjonsnettet gjennom bygging av en ny 420 kV linje fra Skaidi til Hyggevatn transformatorstasjon i Hammerfest og 2) til Equinor for bygging av en kraftlinje fra Hyggevatn transformatorstasjon og frem til en ny transformatorstasjon på Melkøya. Forsterkningen av transmisjonsnettet er på kritisk linje for prosjektet.

Energianlegget på Hammerfest LNG har egen konsesjon etter energiloven frem til 1. juli 2033. Konsesjonen berøres ikke av Snøhvit Future-prosjektet. Utfasingen av

energianlegget vil, når den tid kommer, være gjenstand for en egen behandling etter energiloven.

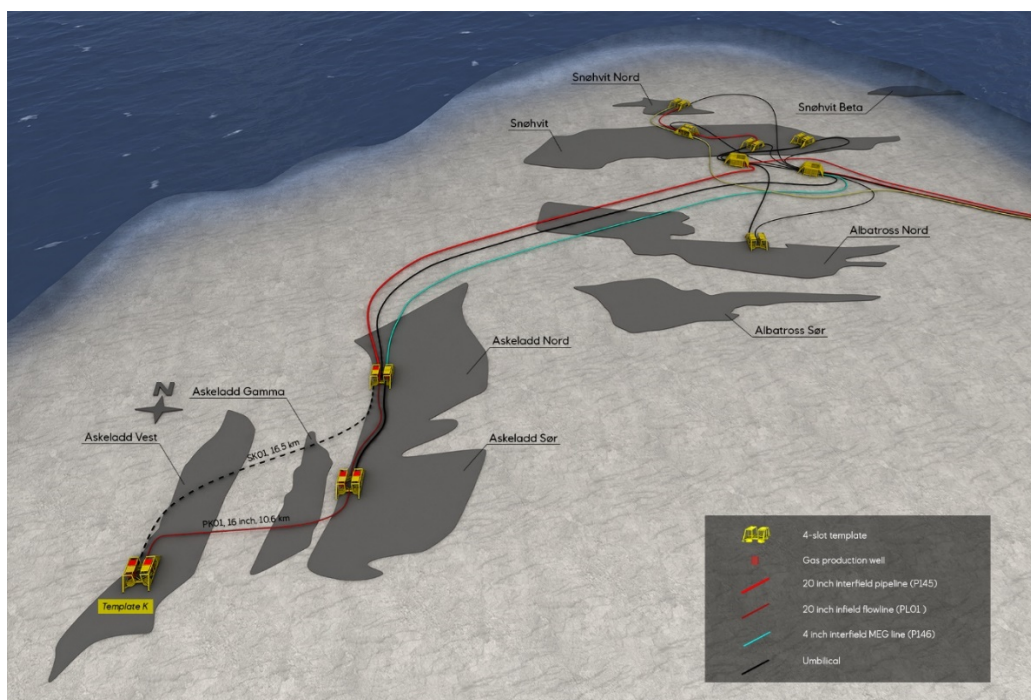
2 Utbyggingsløsning

2.1 Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG

Snøhvitfeltet er bygget ut med et havbunnsanlegg med en 140 km lang rørledning til Hammerfest LNG på Melkøya i Hammerfest. Havdypet i området er 310-340 meter. Feltet omfatter strukturene Snøhvit, Snøhvit Nord, Albatross og Askeladd.

Brønnstrømmen fra feltet inneholder gass, kondensat og vann som transporteres til Hammerfest LNG. Gassen fra feltet blir på LNG-anlegget prosessert, nedkjølt til minus 163 grader og lagret i egne tanker før utskiping. Flytende petroleumsgasser (LPG) og kondensat skilles fra brønnstrømmen på anlegget og skipes til markedet.

Gassen fra Snøhvitfeltet inneholder CO₂ som må fjernes før den kan prosesseres i LNG-anlegget. CO₂ fjernes fra brønnstrømmen i et fangstanlegg på Hammerfest LNG og transporteres deretter i en egen rørledning tilbake til feltet for permanent lagring i undergrunnen. De siste årene med full drift av LNG-anlegget har det blitt fanget og lagret om lag 700 000 tonn CO₂ per år.



Figur 1: Havbunnsanleggene på Snøhvitfeltet

Hammerfest LNG har et betydelig energibehov. Anlegget drives i dag hovedsakelig av fem gassturbindrevne generatorer (fire i drift + en i reserve) som produserer elektrisitet, hver med en produksjonskapasitet på 45 MW. Det er installert en varmegjenvinningsenhet slik at varmen i eksosgassen brukes til å dekke varmebehovet på LNG-anlegget. Dette gir god energiutnyttelse. Maksimal kraftleveranse er om lag 225 MW strøm og 140 MW varmeenergi. Dette eksisterende energianlegget ved Hammerfest

LNG er en integrert del av LNG-anlegget, men har egen anleggskonsesjon etter energiloven. LNG-anlegget forsynes i tillegg med strøm fra kraftnettet via en 132 kV kabel med kapasitet på om lag 80 MW. Equinor har siden etableringen av Hammerfest LNG hatt en nettkapasitet på 50 MW tilgjengelig gjennom denne kabelen.

CO₂-utslippene fra anlegget er med dagens driftsløsning om lag 1 mill. tonn per år. I 2019, siste år med full drift, var de samlede utslippene 939 000 tonn CO₂. Utslippene er underlagt kvoteplikt under EU ETS. Om lag 90 pst. av CO₂-utslippene kommer fra energianlegget, mens øvrige utslipp hovedsakelig kommer fra fakling som skjer av sikkerhetshensyn.

2.2 *Snøhvit Future-prosjektet*

Snøhvitfeltet er bygget ut i faser tilpasset kapasiteten på Hammerfest LNG. De ulike fasene i utbyggingen er beskrevet i opprinnelig utbyggingsplan for feltet, men hvor rekkefølge og tidspunkt for gjennomføring skulle vurderes basert på erfaringer fra produksjonen av feltet. Frem til i dag er det produsert fra strukturene Snøhvit (2007), Albatross Nord (2010), Snøhvit Nord (2019) og Askeladd (2022). Produksjon fra strukturen Askeladd Vest er besluttet med forventet produksjonsstart i 2025.

Produksjonen av gass fra reservoarene fører over tid til at trykket i reservoarene avtar. Da blir det også lavere trykk på gasstrømmen fra feltet inn på LNG-anlegget noe som gjør at gassproduksjonen avtar. Dette trykkfallet kan det kompenseres for ved at det installeres gasskompressor på Hammerfest LNG (landkompresjon) som senker mottakstrykk for brønnstrømmen fra feltet slik at mer gass kommer inn i anlegget. Uten landkompresjon viser operatørens beregninger at produksjonen fra feltet vil avta i 2029/30 og at produksjonen da raskt kan falle til et nivå med risiko for full stopp i produksjonen. Rettighetshaverne har derfor besluttet at neste fase i utviklingen av feltet er økt gassutvinning ved bruk av landkompresjon.

Snøhvit Future-prosjektet innebærer at det installeres en 28 MW gasskompressor. Det vil øke gassproduksjonen fra Snøhvitfeltet og forventes å bidra til å forlenge driften på LNG-anlegget til om lag 2040. Samtidig som det investeres i landkompresjon har rettighetshaverne besluttet å legge om driften på Hammerfest LNG fra gassturbindrevne generatorer til full drift med kraft fra nettet.

Planlagt oppstart av landkompresjon er i andre kvartal 2028, mens overgangen til drift med kraft fra nettet er i planene forventet å kunne skje i løpet av 2028. Den tilhørende forsterkningen av transmisjonsnettet og den nye kraftledningen fra Hyggevatn frem til Hammerfest LNG må være i drift før anlegget kan drives fullt ut med kraft fra nettet.



Figur 2: Illustrasjon av Hammerfest LNG (Melkøya) med byggeblokkene i Snøhvit Future.

2.3 Byggeblokker i utbyggingsplanene knyttet til Snøhvit Future-prosjektet

2.3.1 Modul for gasskompressor

Det vil bli installert en elektrisk drevet gasskompressor (28 MW) på Hammerfest LNG. Kompressoren installeres før brønnstrømmen går inn i LNG-anlegget. Gasskompressoren er designet for å kunne håndtere variasjonene i inngangstrykket og for på et senere tidspunkt kunne drives samtidig med eventuell havbunnskompresjon.

Gasskompressoren med alt tilhørende prosessutstyr og hjelpesystemer samles i en egen modul. Kompressoren og prosess tekniske hjelpesystemer kobles opp mot eksisterende anlegg via rørføringer/rørgater. Elektriske kontroll og hjelpesystemer for kompressormodulen plasseres i den nye elektriske transformatorstasjonen.

2.3.2 Modul for elektriske dampkjeler

Oppvarming av varmemedium (olje) til bruk i prosessanlegget foregår i dag ved at olje sirkuleres i varmegjenvinningsenheten som er tilknyttet de eksisterende fem gassturbinene. Det totale energibehovet for varme er 140 MW. Snøhvit Future prosjektet innebærer at denne oppvarmingsløsningen erstattes med nye elektrisk drevne dampkjeler som drives med kraft fra nettet til å varme opp varmemediumet (olje). Det vil bli installert seks elektrisk drevne dampkjeler hver med en kapasitet på 28 MW (fem kjeler i drift med en i reserve). De elektrisk drevne dampkjelene med tilhørende prosessutstyr og hjelpesystemer samles i en egen modul. Elektriske kontroll- og hjelpesystemer for dampkjelene plasseres i den nye transformatorstasjonen.

2.3.3 Kraftanlegget fra transmisjonsnettet til Melkøya

Kraftanlegget fra tilknytingspunktet til nettet i Hyggevatn transformatorstasjon, inkludert kabler, tunnel, transformatorstasjoner og tilhørende utstyr er både et anlegg for petroleumsvirksomhet og et anlegg som krever konsesjon etter energiloven. Det

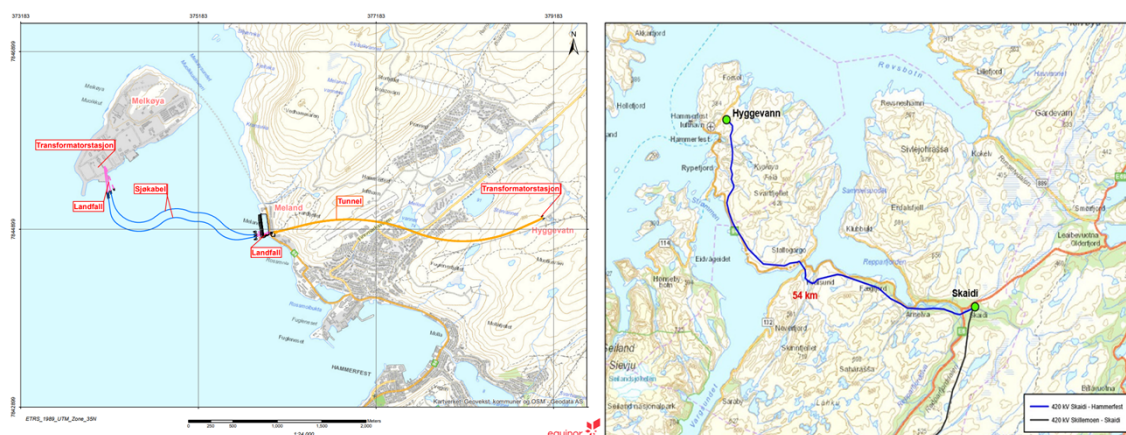
reguleres dermed både av petroleumsloven og energiloven. Prosjektet kan ikke gjennomføres uten konsesjon etter energiloven. Svaret på søknaden om konsesjon etter energiloven gis i eget brev fra departementet.

Da Snøhvit Unit ikke er et selvstendig rettssubjekt, kan ikke interessentskapet registreres i grunnboken som rettighetshaver for rettigheter i fast eiendom. Rettighetshaverne i Snøhvit Unit vil derfor opprette et eget eiendomsselskap, Snøhvit Unit Eiendom DA, for dette formålet. Selskapet vil registreres som eier av grunnarealet som erverves på Hyggevatn, Meland og for tunnelen, og som rettighetshaver for nødvendige servitutter (bruksretter over fast eiendom). Rettighetshaverne i Snøhvit Unit vil imidlertid bygge og bekoste tunnelen og kabler, og dermed være de reelle eiere av tunnel/kabel under samarbeidsavtalen for Snøhvit Unit. Det vil bli etablert en leieavtale mellom Snøhvit Unit og Snøhvit Unit Eiendom DA hvor det vil bli fastsatt en betaling for leie av grunnen og bruksrettigheter.

2.4 Etablering av transmisjonsnett mellom Skaidi og Hammerfest

Omleggingen av kraftforsyningen på Hammerfest LNG til drift med kraft fra nettet utløser et behov for å etablere transmisjonsnett fra Skaidi transformatorstasjon frem til Hyggevatn transformatorstasjon. Tiltaket krever konsesjon etter energiloven. Uten at transmisjonsnettet utvides kan ikke Snøhvit Future-prosjektet gjennomføres.

Statnett har derfor søkt om konsesjon for å bygge en ny 420 kV kraftledning mellom Skaidi og Hammerfest (Hyggevatn), utvidelse av Skaidi transformatorstasjon og bygging av ny Hyggevatn transformatorstasjon. Med disse forsterkningene i transmisjonsnettet vil kapasiteten i kraftnettet til Hammerfest øke med om lag 760 MW hvor omleggingen av kraftforsyningen på Hammerfest LNG vil ha behov for om lag 350 MW. Netttiltaket vil også være positivt for eventuelle andre utbyggere i området. Rettighetshaverne på Snøhvit/Hammerfest LNG vil betale anleggsbidrag for de nødvendige investeringene i transmisjonsnettet. Svaret på søknaden om konsesjon for kraftledningen mellom Skaidi og Hammerfest gis i eget brev fra departementet.



Figur 3: Kart som viser de nye kraftlinjene/nettanlegg.

2.5 Prosjektgjennomføring

Prosjektet medfører at det vil foregå omfattende arbeider på Hammerfest LNG gjennom hele prosjektets gjennomføringstid. Rettighetshaverne har iverksatt tiltak for å sikre en god og robust gjennomføringsplan. I forbindelse med en ordinær revisjonsstans på LNG-anlegget i 2025 planlegges alle nødvendige koblinger til eksisterende anlegg gjennomført. Kompressormodulen og dampkjelemodulen planlegges løftet inn på anlegget i 2026, mens transformatorstasjonen bygges på Melkøya. Anlegget for landkompresjon planlegges satt i drift i 2. kvartal 2028.

Statnett er ansvarlig for bygging av ny 420 kV kraftlinje fra Skaidi til Hyggevatn, samt ny transformatorstasjon på Hyggevatn. Equinor er ansvarlig for nettilknytningen fra Hammerfest LNG til Hyggevatn. Arbeidene med nettanleggene kan ikke begynne før det er gitt anleggskonsesjon etter energiloven og en MTA-plan (Miljø, Transport, Anlegg) er godkjent. I endret PUD/PAD legges det til grunn at MTA-planen godkjennes i 1. kvartal 2024 slik at nett-tilknytningen på Hyggevatn kan ferdigstilles i 2027 og at ny kraftlinje fra Skaidi til Hyggevatn er ferdig i 2027/28. Endelig uttesting av den nye kraftløsningen på Hammerfest LNG kan ikke gjennomføres før den nye 420 kV-linjen er tilgjengelig. Planlagt overgang til drift med kraft fra nettet er i løpet av 2028. Rettighetshaverne vurderer konsesjonsprosessen etter energiloven og bygging av den nye kraftlinjen å være på kritisk linje for oppstart av drift med kraft fra nettet.

I utbyggingsplanen omtales det at det eksisterende energianlegget planlegges beholdt som en reserveløsning i to år etter oppstart av drift med kraft fra nettet. I denne perioden vil energianlegget bli vedlikeholdt slik at det kan settes i drift igjen dersom løsningen med kraft fra nettet ikke fungerer som planlagt og det får konsekvenser for gassproduksjonen. Operatøren anslår at det vil ta om lag en uke å koble energianlegget inkludert varmegjenvinning til LNG-anlegget igjen.

3 Forventede utvinnbare ressurser

Snøhvitfeltet produseres ved naturlig trykkavlastning fra strukturene Snøhvit, Snøhvit Nord, Albatross og Askeladd. Landkompresjon vil senke mottakstrykket for brønnstrømmen og øke utvinningen fra reservoarene.

Økt forventet produksjon fra Snøhvitfeltet i perioden 2028-2043 som en følge av Snøhvit Future-prosjektet er beregnet til 55,1 mrd. Sm³ salgsgass, 5,5 mill. Sm³ kondensat og 2 mill. tonn LPG. I tillegg vil omleggingen av kraftforsyningen til drift med kraft fra nettet frigjøre om lag 5,8 mrd. Sm³ gass som kan selges i markedet.

Hammerfest LNG har en prosesseringskapasitet på om lag 20 mill. Sm³ gass per dag (platåproduksjon). Driften av LNG-anlegget er avhengig av at brønnstrømmen ikke er under 7 mill. Sm³ per dag noe som vil føre til ustabile strømningsforhold og til at produksjonen stanser opp. Rettighetshaverne arbeider derfor med å modne frem prosjekter som vil opprettholde brønnstrømmen til LNG-anlegget.

I dag produserer LNG-anlegget på platå og vil med innfasingen av de nye brønnene fra Askeladd Vest produsere på platå frem mot 2028. Gjennomføring av Snøhvit Future med planlagt oppstart av landkompresjon i 2028 vil deretter forlenge platåproduksjonen på LNG-anlegget frem mot 2033. Rettighetshaverne planlegger havbunnskompresjon som neste fase i utbyggingen av Snøhvitfeltet med antatt oppstart i 2033.

Havbunnskompresjon innebærer at det installeres et anlegg for kompresjon på havbunnen i nærheten av eksisterende havbunnsanlegg på feltet. Foreløpige vurderinger viser at et slikt anlegg vil bestå av to 11,5 MW kompressorer, høyspent kraftdistributionsstasjon med transformator og motorstyring og en 132 kV kraftkabel fra Hammerfest LNG. Den nye transformatorstasjonen på Hammerfest LNG er planlagt med tilstrekkelig kapasitet for havbunnskompresjon (om lag 33 MW). Havbunnskompresjon forventes i dag å øke gassproduksjonen fra feltet med om lag 40 mrd. Sm³ salgsgass.

Rettighetshaverne vil også vurdere produksjonsbrønner i strukturene Albatross Sør og Snøhvit Vest for å opprettholde produksjonen fra feltet.

Rettighetshaverne forventer at de vil utnytte prosesskapasiteten i LNG-anlegget fullt ut frem til om lag 2040. Basert på dagens planer vil det bli ledig kapasitet til nye gassvolumer i LNG-anlegget etter dette.

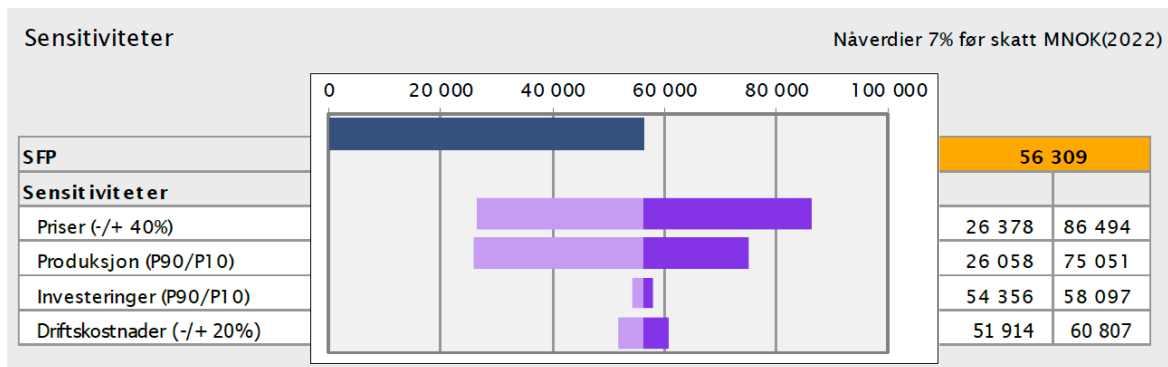
4 Investeringer og lønnsomhet

De totale investeringen i Snøhvit Future er i endret PUD/PAD anslått til 13,2 mrd. 2022-kroner. Investeringene fordeler seg med om lag 6,2 mrd. kroner på landkompresjon og 7 mrd. kroner på omlegging til full drift med kraft fra nettet på Hammerfest LNG. I tillegg til investeringene kommer en innbetaling til Statnett på over 400 mill. kroner i perioden 2023-2027 som anleggsbidrag til forsterkning av transmisjonsnettet (Skaidi-Hyggevatn).

Forventet netto nåverdi før skatt er beregnet til 56,3 mrd. kroner med en diskonteringsrente på 7 pst.¹ Internrenten er beregnet til 36,8 pst. før skatt. Investeringene i Snøhvit Future forventes tilbakebetalt i 2030, om lag to år etter produksjonsstart.

Rettighetshaverne har gjennomført en usikkerhets- og robusthetsvurdering av nåverdien av utbyggingsprosjektet som viser sensitiviteter i nåverdien (før skatt) for endringer i priser, produksjonsvolum, investeringer og driftskostnader. Balanseprisen er beregnet til 22,8 USD per fat oljeekvivalenter før skatt. Nåverdien for prosjektet er lønnsomt for alle utfall, men mest sensitiv for endringer i pris og produksjonsvolum.

¹ Nåverdiberegningene er foretatt med en gasspris på 10 USD per Mmbtu fra 2028-2029 og deretter en gradvis reduksjon til 9 USD per Mmbtu fra 2035. Valutakursene som er lagt til grunn er NOK/USD 9,50 i 2022 og deretter en gradvis nedgang til NOK/USD 8,50 i 2025 og fremover. Det er antatt 8 pst. inflasjon i 2022, 3 pst. i 2023 og deretter 2 pst. per år. Balanseprisen og sensitivitetsanalysene er basert på samme dollarkurs og diskonteringsrente.



Figur 4: Sensitiviteter i nåverdien for endringer i priser, produksjonsvolum, investeringer og driftskostnader.

I endret PUD/PAD er det også inkludert beregninger av lønnsomheten i den delen av prosjektet som innebærer omlegging til kraft fra nettet på Hammerfest LNG. Forventet netto nåverdi før skatt er beregnet til 3,5 mrd. kroner med en diskonteringsrente på 7 pst.² Tiltakskostnaden for dette utslippsreducerende tiltaket er beregnet til 1700 kroner per tonn CO₂. Den samlede utslippskostnaden for kvotepliktige utslipp på norsk sokkel var i gjennomsnitt i 1. kvartal 2023 om lag 1700 kroner per tonn CO₂. Det er varslet en opptrapping av utslippskostnaden for aktiviteten på norsk sokkel. Rettighetshaverne har i sine beregninger lagt til grunn at CO₂-prisen stiger til 2000 kroner per tonn i 2030 og øker videre deretter.

Rettighetshaverne har i endret PUD/PAD foretatt en kvalitativ stresstesting mot finansiell klimarisiko ved at utbyggingens balansepris er sammenliknet med ulike scenarier for olje- og gassprisbaner som er forenlige med målene i Parisavtalen, herunder 1,5 gradersmålet. Rettighetshaverne viser i sin vurdering til Det internasjonale pengefondet (IMF) sin World Economic Outlook-rapport fra april 2022. Der illustreres det at fremtidig oljepris innenfor ett nettonullscenario for fremtidig oljebruk vil variere sterkt avhengig av om politiske tiltak søker å påvirke tilbudssiden eller etterspørselssiden av oljemarkedet. Det vises til at i denne analysen varierer oljeprisen på starten av 2030-tallet fra omtrent 25 til omtrent 200 USD/fat. IMF viser videre til at disse vurderingene tilsvarende gjelder for andre fossile energikilder. Analyser gjennomført av rettighetshaverne viser at Snøhvit Future har relativt kort tilbakebetalingstid. Dette betyr at prosjektet er finansielt robust også for scenarier der stram klimapolitikk og lav etterspørsel skulle gi lave gass- og oljepriser på lang sikt.

5 Områdevurdering

Hammerfest LNG er i dag eneste infrastruktur for eksport av gass fra Barentshavet. Basert på rettighetshavernes planer er prosesseringskapasiteten på LNG-anlegget fullt utnyttet frem til rundt 2040. Rettighetshaverne forventer at det etter 2040 vil være ledig prosesserings- og eksportkapasitet i LNG-anlegget til å fase inn gassressurser fra andre felt og funn i området. Rettighetshaverne viser i endret PUD/PAD til at Snøhvit Unit har

² Nåverdien er beregnet til 6,1 mrd. kroner med en diskonteringsrente på 5 pst. Tiltakskostnaden er beregnet til 1500 kroner per tonn CO₂ med en diskonteringsrente på 5 pst.

som ambisjon at Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG skal være et attraktivt sentralt gassanlegg for felt med behov for eksport av gass fra området.

Det er to mindre gassfunn i nærheten av Snøhvitfeltet: Tornerose (utvinningstillatelse 110/110 B) og Snøhvit Beta (utvinningstillatelse 110). Disse funnene har samme rettighetshavere som i Snøhvit Unit. En ev. utbygging av funnene planlegges med innfasing til infrastrukturen på Snøhvitfeltet. Utbygging av funnene er satt på vent inntil det blir ledig prosesserings- og eksportkapasitet på Hammerfest LNG.

Rettighetshaverne på Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG har de siste årene mottatt flere forespørsler fra andre rettighetshavere på felt og funn i Barentshavet om muligheten for prosessering av gass på Hammerfest LNG før 2030. Rettighetshaverne på Goliatfeltet, samt funnene Wisting og Alke, har kommet med slike henvendelser.

Rettighetshaverne på Snøhvit og Hammerfest LNG har også studert mulighetene for å kunne levere gass til mulig produksjon av blå ammoniakk i nærområdet, samt studier av kapasitet for transport og lagring av CO₂ fra et slik ammoniakkanlegg.

Gjennom omleggingen til full drift med kraft fra nettet ved Hammerfest LNG utvides anlegget ved at det bl.a. etableres nettilknytning via tunnel til Hyggevatn. Departementet legger til grunn at også denne delen av anlegget vil være omfattet av reglene om tredjepartsadgang i petroleumsloven § 4-8 og forskrift om andres bruk av innretninger.

6 Disponering

Nedstenging og disponering av innretningene og brønnene på Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG 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 myndighetene tidligst fem år, men senest to år før bruken av innretningene er ventet å opphøre.

7 Vesentlige kontraktsmessige forpliktelser

I henhold til petroleumsloven § 4-2 femte ledd skal vesentlige kontraktsmessige forpliktelser ikke inngås og byggearbeid ikke påbegynnes før plan for utbygging og drift er godkjent, med mindre departementet samtykker til dette. Samtykke til kontraktsinngåelse eller påbegynt byggearbeid vil ikke påvirke myndighetenes behandling av utbyggingsplanen.

Rettighetshaverne har det fulle ansvar for økonomisk risiko knyttet til inngåelse av kontrakter eller påbegynt byggearbeid før utbyggingsplaner er godkjent, herunder at myndighetene stiller vilkår eller unnlater å godkjenne planene. Rettighetshaverne skal uansett sikre seg mulighet for å kunne kansellere slike kontrakter dersom planene ikke godkjennes.

Rettighetshaverne har hatt behov for å inngå vesentlige kontraktsmessige forpliktelser før utbyggingsplanen for Snøhvit Future er godkjent. Dette for å holde fremdriften i prosjektgjennomføringen, sikre nødvendig kapasitet i leverandørmarkedet og for å bestille komponenter og utstyr med lang leveringstid.

Departementet samtykket 3. februar 2023 i at rettighetshaverne kan inngå vesentlige kontraktsmessige forpliktelser. Antatt eksponering frem mot sommeren 2023 er anslått til om lag 700 mill. kroner, inkludert kanselleringskostnader. Den samlede kontraktsmessige forpliktelsen det er gitt samtykke til har en verdi på om lag 7,2 mrd. kroner.

8 Påseplikt

Rettighetshaver skal i henhold til petroleumsloven § 10-2 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 også en sentral del av kvalitetssikringen av utbyggingsprosjekter på norsk sokkel.

Rettighetshaverne har skriftlig redegjort for departementet hvilke aktiviteter de har gjennomført/planlegger å gjennomføre for å oppfylle påseplikten i tilknytning til utarbeidelse og gjennomføring av Snøhvit Future-prosjektet, herunder eventuelle egne studier, eksterne studier, verifikasjoner, uavhengige revisjoner, deltakelse i ulike komiteer i utvinningstillatelsene og andre aktiviteter.

Rettighetshaverne har i prosjektmodningen deltatt aktivt og bidratt med kunnskap og erfaringsoverføring. Rettighetshaverne legger særlig vekt på oppfølging av helse, miljø og sikkerhet (HMS), kvalitetssikring av beslutningsgrunnlaget for prosjektet, tidsriktig og optimal utbygging av gassressursene i feltet, samt framdrift og kostnadskontroll i utbyggingsfasen på grunn av kompleksiteten i prosjektet bl.a. fordi det skal gjennomføres mye arbeid og integrasjon på et anlegg som er i drift. Rettighetshaverne har for tettere å kunne følge opp fremdriften og kostnadsutviklingen bedt operatøren om å legge til rette for særskilt partnerinvolvering i gjennomføringsfasen.

Rettighetshaverne har tatt stilling til den videre modningen av Snøhvit Future ved ulike milepælsbeslutninger, herunder de løsninger som det er besluttet å ikke jobbe videre med.

9 Utredningsplikten knyttet til utbyggingen

Olje- og energidepartementet innvilget søknad om oppfylt utredningsplikt i brev til rettighetshaverne 21. desember 2022. Utredningsplikten anses dekket av eksisterende konsekvensutredninger for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG, og samt oppdatert informasjon i forbindelse med søknaden om oppfylt utredningsplikt. Operatøren viser videre til resultater fra miljøovervåkingen ved Hammerfest LNG som har pågått siden 2007, samt miljøfaglige vurderinger som er lagt til grunn for dagens utslippstillatelse til LNG-anlegget.

10 Ringvirkninger ved utbyggingen

Snøhvit Future-prosjektet vil skape store verdier for 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.

Hammerfest LNG har gjennom utbyggingsfasen på 2000-tallet og driftsfasen siden 2007 ført til store ringvirkninger i Hammerfest og næringslivet i Nord-Norge. Hammerfest LNG er en nøkkelbedrift i regionen med om lag 350 fast ansatte samt betydelige leveranser og kjøp av tjenester fra lokale leverandører. Kunnskapsparken Bodø (KPB) har beregnet at det siden 2010 i gjennomsnitt har vært utført om lag 2000 årsverk per år i de nordligste fylkene som en følge av Snøhvit/Hammerfest LNG. Snøhvit Future bidrar til å forlenge driften av Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG til om lag 2040, og dermed også grunnlaget for disse lokale ringvirkningene.

Operatøren forventer at om lag 70 pst. av investeringene knyttet til investeringene i Snøhvit Future vil gå til bedrifter i Norge, og at rundt en tredjedel av dette vil gå til nordnorske leverandører. De nasjonale sysselsettingsvirkningene av utbyggingen er anslått til 5 400 årsverk, hvorav 1 680 årsverk på regionalt nivå.

Operatøren har som en del av planleggingen av utbyggingen gjennomført en kartlegging av leverandører i Nord-Norge. Resultatet av kartleggingen er overført til mulige leverandører av hovedkontraktene sammen med en forventning om å vurdere de nordnorske leverandørene i anskaffelsesprosessene. Operatøren har også arrangert leverandørsamlinger der operatørens hovedleverandører har fått møte nordnorske leverandører.

11 Tilleggsvurderinger knyttet til CO₂-håndtering

Stortinget fattet 18. april 2023 følgende vedtak: «*Stortinget ber regjeringen, i forbindelse med behandlingen av Snøhvit Future, foreta en egen vurdering av om fangst og lagring av CO₂ kan være et alternativ til elektrifisering av Melkøya med kraft fra land som kan realiseres innen 2029 og gjennomføres uten at fremtidig gassproduksjon blir redusert.*»

For å følge opp dette har departementet bedt Oljedirektoratet om tilleggsvurderinger knyttet til CO₂-håndtering i forbindelse med departementets behandling av Snøhvit Future.

OD viser til at rettighetshaverne i planleggingsfasen av Snøhvit Future-prosjektet har vurdert alternative utslippsreducerende tiltak. De to hovedalternativene som har blitt vurdert er omlegging til drift med kraft fra strømmettet og fangst og lagring av CO₂. Innenfor hvert hovedalternativ har flere mulige løsninger blitt vurdert. Rettighetshaverne har lagt vekt på at hovedalternativene skulle modnes til samme nivå før konseptvalg for utslippsreducerende tiltak (ved BOK/DG1 i 2019).

Etter ODs vurdering har rettighetshaverne fulgt etablerte prosesser for prosjektmodning, der beslutninger som er tatt i partnerskapet ved ulike milepæler, er blitt vurdert mot relevante kriterier som potensiale for CO₂-reduksjon, tiltakskostnad, regularitet og risiko.

Rettighetshavernes vurdering av CO₂-håndtering på de fem gassturbindrevne generatorene (fullskala karbonfangst- og lagring) baserte seg på allerede gjennomførte utredninger av denne løsningen. Operatøren utredet i 2010 en løsning med CO₂-håndtering på de fem gassturbindrevne generatorene. Tiltakskostnadene ved CO₂-håndtering ble i studien beregnet til 4 500-6 000 kroner per tonn CO₂. På grunn av høye tiltakskostnader konkluderte rettighetshaverne da med at de ikke ville arbeide videre med en slik CO₂-håndteringsløsning for å redusere utslippene fra LNG-anlegget. I forbindelse med planleggingen av Snøhvit Future-prosjektet foretok operatøren i 2018 en ny vurdering av CO₂-håndtering basert på studien fra 2010. Det ble da konkludert med at det ikke hadde vært en teknologi- og kostnadsutvikling som endret konklusjonene fra 2010.

CO₂-innholdet i røykgassen på Hammerfest LNG er lavere enn ved andre sammenlignbare anlegg (f.eks. Langskip) noe som gjør fangst mer krevende. Fangst av CO₂ er videre energikrevende. En løsning med fangst og lagring av CO₂ vil kreve to nye gassturbiner på anlegget for å dekke det økte kraftbehovet som følge av CO₂-håndtering. Det gir igjen et større volum av røykgass som CO₂ må fjernes fra. CO₂-håndtering på gassturbinene vil også kreve utvidelse av dagens kapasitet ved Hammerfest LNG for rørtransport og injeksjon av CO₂.

Operatøren har beregnet de totale kostnadene ved landkompresjon og CO₂-håndtering til 37 mrd. 2022-kroner. Dette inkluderer kostnadene ved landkompresjon (6,1 mrd. kroner). Kostnadene er fordelt på følgende hovedelementer:

- Anlegg for karbonfangst: 11 mrd. kroner
- Integrasjon: 13,5 mrd kroner
- Transport- og lagring av CO₂ inkl. rør og injeksjonsbrønn: 6,4 mrd kroner

Det er betydelig usikkerhet ved disse kostnadsestimatene. Integrasjon av fangstanlegget med eksisterende anlegg på Melkøya er omfattende og kostnadskrevende. Erfaring fra andre prosjekter med integrasjon i eksisterende anlegg i drift viser risiko for økte kostnader og forsinkelser i prosjektgjennomføringen.

Operatøren anslår at LNG-anlegget må stenges ned i 170 dager for nødvendige arbeider med integrasjon med dagens anlegg. Nedstenging av produksjonen innebærer utsatt produksjon, men fører ikke til tapt gassproduksjon.

Teknologiutvikling innen CO₂-håndtering har fokusert på fangstprosessen for å redusere varmebehovet, degradering/stabilitet, kontroll av utslipp og øke andel fanget CO₂. Etter ODs vurdering har ikke disse forholdene endret kostnadsbildet for CO₂-håndtering i vesentlig grad. Dersom teknologi for CO₂-håndtering kan nærme seg null-utslipp vil det være en fordel i konkurranse med kraft fra nettet.

Direktoratet viser til at operatørens estimat for tiltakskostnad for CO₂-håndtering på 4 500-6 000 kroner per tonn CO₂ ligger langt over dagens utslippskostnad og forventet kostnad på rundt 2 000 kroner per tonn CO₂ i 2030. CO₂-håndtering på Hammerfest LNG er dermed ikke lønnsomt med dagens forutsetninger. OD har ikke beregnet egen tiltakskostnad for CO₂-håndtering. Det fremstår likevel klart at CO₂-håndtering vil ha vesentlig høyere investeringskostnad og mindre reduksjon i CO₂-utslipp som følge av høyere restutslipp og kortere driftsperiode enn omlegging til drift med kraft fra nettet. Tiltakskostnaden for CO₂-håndtering vil derfor være vesentlig høyere enn for den besluttede løsningen med kraft fra nettet.

Operatøren anslår at planlegging og gjennomføring av CO₂-håndtering på Hammerfest LNG vil ta 7-8 år. Dette er etter ODs vurdering et realistisk anslag med tilhørende usikkerheter. Dersom rettighetshaverne beslutter å gå videre med en slik løsning i 1. kvartal 2024, tar konseptvalg i 1. kvartal 2025 og investeringsbeslutning/leverer endret PUD/PAD i 3. kvartal 2026 kan CO₂-håndtering settes i drift i 2031/32. Når OD sammenholder en slik gjennomføringsplan med dagens markedsutsikter, erfaringer fra prosjekter som inneholder elementer av ny teknologi og ombygging av eksisterende anlegg, samt andre kjente ytre faktorer som har påvirkning på prosjekter ved Hammerfest LNG (vær/klima), er det ODs vurdering at risikoen for økt gjennomføringstid på et slikt prosjekt er større enn muligheten for å korte ned gjennomføringstiden. En eventuell nedkorting av gjennomføringsløpet, slik at CO₂-håndtering kan realiseres innen 2029, vurderes av OD som lite realistisk.

Etter ODs vurdering vil gjennomføring av CO₂-håndtering på Hammerfest LNG gi en noe redusert fremtidig gassproduksjon. Sammenliknet med drift med kraft fra nettet vil en løsning med CO₂-håndtering ha et totalt forbruk av brenngass til energiverket på om lag 7 mrd. Sm³ over den forventede levetiden (20 år). Dette tilsvarer et drøyt års produksjon fra Hammerfest LNG. LNG-anlegget på Melkøya forventes å produsere på full kapasitet frem til 2040 så reduksjonen i produksjonen fra anlegget (7 mrd. Sm³) vil komme i haleproduksjonsfasen etter 2040.

De samlede kostnadene knyttet til CO₂-håndtering er av operatøren estimert til om lag 31 mrd. kroner. Omlegging til drift med kraft fra nettet er til sammenligning estimert til om lag 6 mrd. kroner. Valgt løsning med omlegging til drift med kraft fra nettet vurderes som teknisk gjennomførbar og har en tiltakskostnad under 2 000 kroner per tonn CO₂.

12 Myndighetenes vurdering

Olje- og energidepartementet har forelagt søknad om godkjenning av endret PUD/PAD for Snøhvit Future for Arbeids- og inkluderingsdepartementet (AID), Oljedirektoratet (OD) og Gassco. Oljedirektoratet er også bedt om tilleggsvurderinger knyttet til CO₂-håndtering i forbindelse med departementets behandling av Snøhvit Future, jf. avsnitt 11.

12.1 Arbeids- og inkluderingsdepartementets vurdering

Arbeids- og inkluderingsdepartementet har forelagt søknaden for Petroleumstilsynet som anbefaler at endret PUD/PAD for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG godkjennes. Arbeids- og inkluderingsdepartementet har ingen merknader utover det

12.2 Oljedirektoratets vurderinger

Endret PUD/PAD omfatter omlegging til drift med kraft fra nettet på Hammerfest LNG og et landanlegg for kompresjon av gass (landkompresjon). Landkompresjon er et nødvendig tiltak for å opprettholde produksjonsplatået på Hammerfest LNG. Ressursgrunnlaget for landkompresjon var inkludert i opprinnelig utbyggingsplan for Snøhvitfeltet i 2002.

Operatørens planlagte utbyggingsløsning vurderes å ha fleksibilitet til å kunne håndtere de fremtidige utbyggingsfasene for Snøhvitfeltet og ivareta eventuell tilknytting av tredjeparter. Det er ODs vurdering at landkompresjon vil gi betydelig verdiskaping. En av de viktigste vurderingene for rettighetshaverne har vært å definere optimalt tidspunkt for oppstart av landkompresjon som sikrer at platåproduksjonen opprettholdes. De viktigste faktorene som påvirker dette er reservoaregenskaper i Askeladd-forekomstene, brønntilgjengelighet, risiko for vannproduksjon i brønnene og trykktap i produksjonssystemet. Betydelig modelleringsarbeid er utført i forbindelse med beslutning om oppstartstidspunkt for landkompresjon. Det er ODs vurdering at usikkerheter og risikoer er tilfredsstillende håndtert.

Produksjonserfaring fra Askeladd som startet opp i 2022 vil etter hvert redusere usikkerhetene knyttet til leveranseevnen fra dette reservoaret. Risiko for at brønner må stenges på grunn av slitasje eller innstrømming av vann øker med aldrende brønner og økt gassuttak fra reservoarene. Det er også knyttet usikkerhet til fremtidig vannproduksjon i gassbrønnene, dette kan reduseres ved brønnintervensjon, eventuelt må nye brønner/sidesteg bores. OD er opptatt av at det jobbes godt med de avbøtende tiltakene for å holde brønnene i god stand, noe som innebærer god overvåking av brønnene og reservoaret. Det vil også være viktig at det arbeides videre med mulighet for å øke vannhåndteringen på Hammerfest LNG.

Snøhvit Future vil bidra til en årlig utslippsreduksjon på inntil 850 000 tonn CO₂ og 580 tonn NO_x fra norsk sokkel. I forbindelse med omlegging til drift med kraft fra nettet vil driftsfunksjonen for de eksisterende turbiner med varmevekslere opprettholdes i en periode, inntil stabil drift for de nye innretninger er verifisert. Dersom det skulle bli forsinkelser i prosjektet kan Hammerfest LNG og landkompresjonsprosjektet få nødvendig kraft og varme fra eksisterende turbinanlegg.

Snøhvit Future-prosjektet er komplekst og arbeid/modifikasjoner skal utføres mens LNG-anlegget er i drift. Investeringsestimaterne har siden rettighetshavernes beslutning om videreføring (BOV) for prosjektet økt betydelig på grunn av endringer i arbeidsomfang og markedsforhold, preget av høyt aktivitetsnivå, utfordringer i forsyningskjedene og global usikkerhet. Rettighetshaverne har utført omfattende arbeid og kvalitetssikring i tiden mellom BOV og investeringsbeslutningen, og det er gjennomført risikoreduserende tiltak

som å inngå tidligforpliktelser på kritiske anskaffelser, sikring av kapasitet hos leverandører og bruk av opsjoner i eksisterende kontrakter. OD vurderer slike tiltak som viktige da de vil bidra til en redusert usikkerhet både i kostnadsestimat og prosjektgjennomføring. Basert på disse tiltakene vurderes kostnadsestimat og planlagt gjennomføringstid som mulig å oppnå. Usikkerheter i kostnadsestimater og prosjektgjennomføring må sees i lys av prosjektenes robusthet for endringer i disse variablene.

OD vurderer Snøhvit Future som et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt. Det er også en forutsetning for videre drift av Snøhvitfeltet etter 2029/30.

OD vurderer den oversendte dokumentasjonen fra rettighetshaverne vedrørende påseplikten for prosjektene, jf. petroleumsløven § 10-2, som tilfredsstillende.

Hammerfest LNG er per i dag eneste eksportmulighet for gass fra Barentshavet og forventes å være fullt utnyttet av Snøhvit frem til om lag 2040. Det er i flere omganger vurdert å bygge mer infrastruktur for gass både tilknyttet Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG, også for andre felt og funn, uten at det har ført frem. For å ivareta områdeperspektivet og høyest mulig verdiskaping totalt sett, er det viktig at det tilrettelegges for løsninger for avsetning av gass, både fra olje- og gassfunn. Det er derfor viktig at rettighetshaverne i Snøhvit Unit legger til rette for løsninger som ivaretar områdeperspektivet og høyest verdiskaping totalt sett. Rettighetshaverne har et stort ansvar for å bidra til samordning av påviste og uoppdagede ressurser, og bør derfor utarbeide videre planer for hvordan Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG kan være en attraktiv infrastruktur som ivaretar områdeperspektivet.

OD anbefaler at endret plan for utbygging og drift (PUD) og endret plan for anlegg og drift (PAD) for landkompresjon og elektrifisering av Hammerfest LNG (Snøhvit Future-prosjektet) godkjennes, men at det stilles vilkår om at rettighetshaverne skal utarbeide en plan for hvordan Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG kan tilrettelegges for tilknytning og produksjon av felt og funn med behov for gassavsetning.

12.3 Gasscos vurdering

Gassco har sammen med andre aktører i Barentshavet gjennomført studier knyttet til økt gasseksportkapasitet fra området. Eventuell økt eksport fra Barentshavet kan være økt LNG-kapasitet, et duggpunkts-anlegg sammen med et eksportrør fra Melkøya til Polarled eller Åsgard Transport, eller via amoniakkproduksjon med karbonfangst- og lagring.

I forbindelse med pågående vurderinger om utvidelse av eksportkapasiteten fra Barentshavet og for tilknytning av gass fra tredjeparter, er det viktig at Snøhvit Unit legger til rette for løsninger som ivaretar områdeperspektivet og rasjonell drift samtidig som det gir best samfunnsøkonomisk resultat.

Basert på utførte vurderinger ser Gassco at tiltakene bidrar til forlenget levetid for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG og dermed økt gass eksport fra Barentshavet, samt fremtidig utvikling av området. I et områdeperspektiv er det viktig at det framover

tilrettelegges for tredjeparter, jf. vilkår for godkjenninger og tillatelser knyttet til plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift av Snøhvitfeltet i 2002. Gassco har ingen ytterligere kommentarer til endret PUD/PAD for Snøhvit Future prosjektet, landkompresjon og omlegging til full drift med kraft fra nettet ved Hammerfest LNG.

13 Olje- og energidepartementets vurdering

Olje- og energidepartementet viser til Arbeids- og inkluderingsdepartementets vurdering av at den fremlagte utbyggingsplanen kan godkjennes.

Olje- og energidepartementet viser videre til Gasscos vurderinger knyttet til tilrettelegging for løsninger som ivaretar områdeperspektivet og rasjonell drift samtidig som det gir best samfunnsøkonomisk resultat.

Departementet viser til Oljedirektoratets vurdering av utbyggingsplanen, herunder at utbyggingen gir økt gassproduksjon, forlenger produksjonen fra Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG til om lag 2040 og bidrar til at CO₂-utslippene fra anlegget reduseres med 850 000 tonn per år. Gjennomføring av landkompresjon er en forutsetning for videre drift av Snøhvitfeltet ut over 2029/30. Det forventes god samfunnsøkonomisk lønnsomhet av utbyggingen. Oljedirektoratet anbefaler at innsendt endret PUD/PAD for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG godkjennes, men at det bør stilles vilkår til godkjenningen for å legge til rette for at Snøhvit og Hammerfest LNG, som eneste infrastruktur for gasseskport fra Barentshavet, bidrar til gode områdeløsninger for gassavsetning fra andre felt og funn i Barentshavet. Departementet slutter seg til at det bør stilles vilkår for hvordan Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG kan tilrettelegges for tilknytning og produksjon av felt og funn med behov for gassavsetning.

Stortinget ba 18. april 2023 om en egen vurdering av om fangst og lagring av CO₂ kan være et alternativ til full drift med kraft fra nettet ved Hammerfest LNG som kan realiseres innen 2029 og gjennomføres uten at fremtidig gassproduksjon blir redusert, jf. avsnitt 11. Oljedirektoratet har i den forbindelse blitt bedt om å en tilleggsvurdering knyttet til dette. Direktoratet viser i den til at rettighetshaverne i planleggingsfasen av prosjektet har vurdert CO₂-håndtering. Rettighetshaverne har lagt bort dette alternativet fordi det er ulønnsomt og har vesentlig høyere investeringskostnader og tiltakskostnader enn drift med kraft fra nettet. Oljedirektoratets vurdering er at rettighetshaverne fulgt etablerte prosesser for prosjektmodning, der beslutninger som er tatt i rettighetshavergruppen ved ulike milepæler, er blitt vurdert mot relevante kriterier for CO₂-reduksjon, tiltakskostnader, regularitet og risiko. Oljedirektoratet konkluderer med at CO₂-håndtering på Hammerfest LNG har tiltakskostnader som ligger betydelig over 2 000 kroner per tonn CO₂. Videre er det Oljedirektoratets vurdering at det ikke er realistisk å kunne realisere CO₂-håndtering innen samme tidsramme som Snøhvit Future-prosjektet med oppstart i slutten av 2028; det vil si innen 2029. Gjennomføring av CO₂-håndtering vil etter ODs vurdering gi redusert fremtidig gassproduksjon, tilsvarende ett års produksjon fra Snøhvit. Olje- og energidepartementet slutter seg til Oljedirektoratets vurderinger.

Det forventes ingen vesentlige miljøpåvirkninger som følge av utbyggingen. Gjennomføringen av Snøhvit Future vil redusere CO₂-utslippene fra Hammerfest LNG med 90 pst. og NO_x-utslippene med 100 pst. Departementet har tidligere funnet det godtgjort at utredningsplikten er oppfylt for utbyggingen, og har ikke funnet behov for å be rettighetshaverne om ytterligere utredninger.

Snøhvit Future-prosjektet medfører et stort nytt kraftuttak fra nettet. Område Nord, som omfatter området fra og med Ofoten og nordover inkludert Finnmark, er et område med lite fleksibilitet og med flere lag med nettbegrensninger. I dag er Finnmark i kraftbalanse over året, men har et effektunderskudd som krever import gjennom vinteren. Dersom det etableres nytt stort uten at det samtidig etableres vesentlig ny kraftproduksjon, vil det ifølge Statnett medføre en fundamental endring av kraftsystemet i nord. Departementet setter derfor vilkår om at rettighetshaverne tidligst 1. januar 2030 kan øke sitt effektuttak utover det de har rett til å ta ut i dag, med mindre departementet bestemmer noe annet. Dersom hensynet til kraft- og/eller effektbalansen tilsier det, vil departementet før 1. januar 2030 gå i dialog med rettighetshaverne for å finne avtalebaserte løsninger for å sikre periodevis drift ved det eksisterende energianlegget ved Hammerfest LNG fram til utløpet av konsesjonen på anlegget i 2033. Det settes vilkår om at rettighetshaverne skal medvirke til en slik avtalebasert løsning. En avtalebasert løsning kan for eksempel være at rettighetshaverne driver anlegget i særlige perioder eller at staten overtar anlegget. En vurdering av behov for en slik løsning vil skje senest i 2028.

Departementet viser til at det i vedtak av dags dato om anleggskonsesjon for nettanlegget mellom Melkøya og Hyggevatn, er satt vilkår som regulerer ovennevnte. Disse vilkårene gjøres også gjeldende som vilkår for godkjenning av endret plan for utbygging og drift (PUD) og endret plan for anlegg og drift (PAD) for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG.

I departementets vurdering av om endret PUD/PAD skal godkjennes etter petroleumsloven er fordeler og ulemper ved utbyggingen veid opp mot hverandre. Skader og ulemper for både allmenne og private interesser er hensyntatt. Bevaring av naturmangfoldet inngår i utredninger og øvrig dokumentasjon, samt i departementets skjønnsutøvelse etter petroleumsloven. Det innebærer at miljøkonsekvensene ved utbyggingen vurderes i et helhetlig og langsiktig perspektiv. Bestemmelsen i naturmangfoldloven § 7 og prinsippene i samme lov §§ 8-10 er lagt til grunn som retningslinjer for saksbehandlingen. Det er ikke påvist vesentlige negative miljøkonsekvenser ved utbyggingen, og departementet vurderer kunnskapsgrunnlaget som tilstrekkelig til å fatte vedtak. Etter en avveining i tråd med naturmangfoldloven, er det departements vurdering at utbyggingen kan gjennomføres.

I Høyesteretts dom av 22. desember 2020 vedrørende gyldigheten av 23. konsesjonsrunde omtales spørsmålet om vurderinger av utslippskonsekvensene ved forbrenning av eksportert norsk petroleum opp mot Grunnloven § 112. I dommen legger Høyesterett til grunn at det i bruken av Grunnloven § 112 må kunne ses hen til om utslipp fra forbrenning i utlandet av norskprodusert petroleum gjør skade i Norge. Det er usikkert om nye utbyggingsprosjekter på norsk sokkel bidrar til økte, uendrede eller lavere globale

klimagassutslipp totalt sett. Departementet har beregnet netto klimagassutslipp knyttet til utbyggingen basert på en analyse fra Rystad Energy.³ Beregningene viser at globale klimagassutslipp vil kunne bli redusert med om lag 50 mill. tonn CO₂-ekvivalenter. Denne typen beregninger er usikre og resultatene påvirkes av ulike forutsetninger om fremtidig utvikling. Ved alternative forutsetninger ville det beregnede tallet blitt annerledes. Departementet har gjort et anslag over hvor store bruttoutslipp (uten å hensynta andreordenseffekter) bruken av de forventede utvinnbare ressursene fra Snøhvit Future medfører. Over den forventede produksjonsfasen for gassressursene fra prosjektet anslås dette til 152,1 mill. tonn CO₂, noe som i snitt utgjør ca. 10,1 mill. tonn CO₂ per år.⁴ I 2019 var de globale utslippene av klimagasser 52,4 milliarder tonn CO₂-ekvivalenter.⁵ Prosjektet innebærer at de årlige utslippene fra Hammerfest LNG reduseres med 850 000 tonn CO₂ fra dagens nivå. Med en forventet driftsperiode på 20 år er de samlede utslippsreduksjonene som en følge av Snøhvit Future anslått til 16,5 mill. tonn CO₂. Utslippene fra produksjonen er omfattet av EU ETS. På bakgrunn av beregningene av klimagassutslipp fra Snøhvit Future legges det til grunn at godkjenning av utbyggingen ikke er i strid med Grunnloven § 112.

Forventede investeringer i Snøhvit Future er anslått til om lag 13,2 mrd. 2022-kroner. Forventet netto nåverdi før skatt er beregnet til 56,3 mrd. kroner ved 7 pst. diskonteringsrente. Internrenten er beregnet til 36,8 pst. før skatt. Investeringene i utbyggingen forventes tilbakebetalt i 2030 om lag 2 år etter produksjonsstart.

Det er foretatt en usikkerhets- og robusthetsvurdering av nåverdien av utbyggingen som viser sensitiviteter i nåverdien (før skatt) for endringer i priser, produksjonsvolum, investeringer og driftskostnader. Balanseprisen er beregnet til 22,8 USD per fat før skatt. Netto nåverdi for prosjektet er mest sensitiv for pris og produksjonsvolum.

Prosjektet reduserer også utslippene av CO₂ fra anlegget betydelig. Rettighetshaverne har anslått tiltakskostnaden ved omlegging til full drift med kraft fra nettet til 1700 kroner per tonn CO₂. Rammene for gjennomføring av utslippsreducerende tiltak i petroleumsvirksomheten er summen av forventet kvotepris i EU ETS og fremtidig CO₂-avgiftsnivå. Det er varslet en opptrapping av utslippskostnaden fra aktiviteten på norsk sokkel mot 2000 kroner per tonn CO₂ i 2030. Departementet vurderer derfor Snøhvit Future og omleggingen til kraft fra nettet på Hammerfest LNG som et utslippsreducerende tiltak rettighetshaverne er forventet å gjennomføre og som legger til rette for god ressursforvaltning gjennom lavere fremtidige driftskostnader.

Departementet viser til at rettighetshaverne har inkludert en kvalitativ stresstesting mot finansiell klimarisiko i utbyggingsplanen. Som en del av dette er utbyggingsprosjektet også vurdert mot ulike scenarier for olje- og gassprisbaner som er forenlige med målene i Parisavtalen, herunder 1,5 gradersmålet. Rettighetshaverne har vurdert den finansielle klimarisikoen ved utbyggingsprosjektet som akseptabel.

³ Netto klimagassutslipp fra økt olje- og gassproduksjon på norsk sokkel, Rystad Energy (2023).

⁴Forventet produksjon som en følge av Snøhvit Future-prosjektet er anslått til 65 mrd. Sm³ gass (rikgass). Det er brukt en utslippsfaktor fra SSB som gir et utslipp på 2,34 tonn CO₂ per 1000 Sm³ naturgass.

⁵ Kilde: Miljøstatus.no

Olje- og energidepartementet viser til Arbeids- og inkluderingsdepartementet, Oljedirektoratets og Gasscos vurdering av endret PUD/PAD. Departementet vurderer Snøhvit Future som et samfunnsøkonomisk lønnsomt og robust prosjekt som bidrar til god ressursforvaltning. Oljedirektoratets vurdering av prosjektet understøtter dette. Den fremlagte planen viser at prosjektet kan gjennomføres innenfor akseptable rammer med hensyn til helse, miljø og sikkerhet og andre brukere av havet. Departementet vurderer den valgte utbyggingsløsningen som god både fordi den sikrer økt utvinning av gass fra Snøhvitfeltet både gjennom kompresjon og lavere forventede driftskostnader ved Hammerfest LNG

Når felt-, transport- og kraftinfrastruktur som er del av samme produksjonskjede eies av samme rettighetshavere, vil de ha best insentiver til å ivareta helhetlige ressursforvaltningsmessige hensyn. Samtidig er det et hovedhensyn for departementet ved regulering av ny infrastruktur at eventuelle tariffer for bruk av infrastrukturen holdes lave, av hensyn til ressursforvaltningen. For å sikre at disse hensynene blir ivaretatt ved omleggingen til drift med kraft fra nettet stiller departementet vilkår om at selskapsavtalen for Snøhvit Unit Eiendom DA, samt grunnleieavtalen mellom Snøhvit Unit og Snøhvit Unit Eiendom DA, skal godkjennes av departementet.

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 kontinentalsokkel i tråd med gjeldende krav til helse, miljø og sikkerhet, innen planlagt tid og kostnad, og med god kvalitet. Det vises til at Oljedirektoratet finner at rettighetshaverne har bidratt i arbeidet med å modne Snøhvit Future-prosjektet frem til investeringsbeslutning og at de har planer om å følge opp utbyggingene i gjennomføringsfasen i samsvar med påseplikten.

Departementet har merket seg at rettighetshaverne har lagt til grunn for arbeidet med endret PUD/PAD at utvinningstillatelsene knyttet til Snøhvitfeltet blir forlenget når søknad om forlengelse oversendes myndighetene senest i 2030. Utvinningstillatelsene som omfatter Snøhvitfeltet utløper i 2035 (utvinningstillatelse 448 i 2047). Etablert politikk er å godkjenne søknader om ny forlengelse av konsesjonstiden for utvinningstillatelser med felt i drift med samme deltakersammensetning dersom det i søknaden er sannsynliggjort at dette vil gi god utnyttelse av ressursene. Snøhvit Future er et viktig bidrag for å legge til rette for god ressursforvaltning fra feltet.

Utbyggingsprosjektet oppfyller kravene til at regjeringen kan godkjenne prosjektet uten at saken forelegges Stortinget, jf. fullmakt V Prop. 1 S (2022-2023) for Olje- og energidepartementet.

14 Konklusjoner og vilkår

I medhold av petroleumsløven § 4-2 syvende ledd, jf. § 4-3 fjerde ledd, og på bakgrunn av operatørens fremlagte dokumentasjon og myndighetenes gjennomgang av dokumentasjonen, godkjenner departementet endret plan for utbygging og drift (PUD) og

endret plan for anlegg og drift (PAD) for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG (Snøhvit Future-prosjektet) på følgende vilkår, jf. petroleumsloven § 10-18 fjerde ledd:

1. Rettighetshaverne skal innen 1. juni 2024 utarbeide en plan for hvordan Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG kan tilrettelegges for tilknytning og produksjon av felt og funn med behov for gassavsetning. Innholdet i planen skal avklares med Oljedirektoratet. Departementet kan stille ytterligere vilkår basert på innholdet i planen for å sikre god ressursforvaltning.
2. Selskapsavtalen for Snøhvit Unit Eiendom DA skal forelegges departementet for godkjenning. Tillegg til, endring av eller unntak fra avtalen skal godkjennes av departementet.
3. Grunnleieavtalen mellom Snøhvit Unit og Snøhvit Unit Eiendom DA skal forelegges departementet for godkjenning. Tillegg til, endring av eller unntak fra avtalen skal godkjennes av departementet.
4. I tråd med vilkår for anleggskonsesjon for nettanlegget mellom Melkøya og Hyggevatn kan rettighetshaverne tidligst 1. januar 2030 øke sitt effektuttak utover det de har rett til å ta ut i dag, med mindre departementet bestemmer noe annet.
5. Rettighetshaverne skal, dersom hensynet til kraftsituasjonen tilsier at det er nødvendig, medvirke til å få etablert en avtalebasert løsning med staten om periodevis drift ved det eksisterende energianlegget ved Hammerfest LNG fram til utløpet av konsesjonen for anlegget.