

Ringvirkninger

# Gasstransport- alternativer fra Barentshavet

# Forord

KPB har på oppdrag fra BASOP utarbeidet denne rapporten som belyser de samfunnsmessige virkningene av investeringer i ny infrastruktur for gass eksport fra Barentshavet.

Bakgrunnen for arbeidet var at Gassco i 2023 kom med en oppdatert vurdering av alternativer for økt gasstransportkapasitet fra Barentshavet sør. Vurderingene var basert på analyser, dialog og informasjon fra relevante selskaper og oppdaterte ressursvurderinger fra Oljedirektoratet. Gassco konkluderte at det ville være sokkeløkonomisk lønnsomt å bygge ut ny kapasitet fra Barentshavet basert på påviste volum fra felt i drift og funn basert på forutsetninger som ligger til grunn for de studerte løsningene.

Scenariene med økt gasstransportkapasitet fra Barentshavet inkluderte tre hovedalternativer: Økt LNG-prosesserings- og transportkapasitet (HICU), DPCU-anlegg inkl. CO<sub>2</sub>-fjerning med transport via gassrørledning til eksisterende infrastruktur i Norskehavet, og Blå ammoniakkproduksjonsanlegg og transport.

Denne rapporten ser nærmere på de samfunnsmessige ringvirkningene som følge av utbyggingsalternativene HICU og DPCU. Blå ammoniakkproduksjonsanlegg er holdt utenfor da Gassco vurderer at gassbehovet vil være for lite for å sikre en tilfredsstillende områdeløsning for økt transport av gass fra Barentshavet.

Til grunn for beregningene ligger tilsendt informasjon og datamateriale fra Gassco og operatørselskapene Equinor og Vår Energi.

Det er et særlig fokus på hva de ulike utbyggingsalternativene betyr for sysselsettingen nasjonalt, regionalt og lokalt, i henholdsvis investerings- og driftsfase.

BASOP, Barents Sea Operations Cooperation, er et samarbeidsorgan for selskap med aktivitet i Barentshavet. I samarbeidet inngår Equinor, Vår Energi, Aker BP, INPEX Idemitsu og Offshore Norge.

Bodø, 25. oktober 2023

KPB

## Innhold

Sammendrag	3
Innledning	4
Installasjoner og infrastruktur i Barentshavet	5
Alternativer for å øke gass eksporten	9
Leteaktivitet i Barentshavet	13
Grunnlag for beregninger	15
Investeringer som følge av utbyggingen	16
Sysselsettingsvirkninger	19
Andre samfunnsmessige konsekvenser	22

# Sammendrag

Hammerfest LNG er per nå den eneste eksportmuligheten for gass fra norsk område i Barentshavet. Kapasiteten på anlegget er fullt utnyttet, og basert på påviste ressurser i felt og funn er det ventet full utnyttelse av anlegget til 2050. Manglende eksportkapasitet for gass fra Barentshavet har medført at interessen for å lete etter gass har vært fallende. Samtidig har Europa et stort behov for naturgass til både industri og oppvarming.

Gassco kom i 2023 med en rapport som synliggjorde at det kan være sokkeløkonomisk lønnsomt å bygge ny gassinfrastruktur. Hovedalternativene som ble trukket frem var økt LNG- prosesserings- og transportkapasitet (HICU), DPCU-anlegg inkl. CO<sub>2</sub> fjerning med transport via gassrørledning til eksisterende infrastruktur i Norskehavet, og Blå ammoniakkproduksjonsanlegg og transport. Sistnevnte er holdt utenfor denne ringvirkningsstudien da gassbehovet vil være for lite for å sikre en tilfredsstillende områdeløsning for økt transport av gass fra Barentshavet.

Denne ringvirkningsanalysen indikerer hvilke effekter utbygging og drift av de to gasseksportmulighetene kan gi. Beregningene viser at utbyggingsfasen av et av alternativene (HICU eller DPCU) kan bidra til om lag 13.000 årsverk nasjonalt over en femårig utbyggingsperiode. Av disse vil anslagsvis 11 prosent, dvs. rundt 1.500 årsverk for DPCU og

1.400 årsverk for HICU, være på regionalt nivå i Nord-Norge. Om lag 900 av årsverkene vil i begge tilfeller komme lokalt i Finnmark og Nord-Troms.

I driftsfasen er det beregnet at de årlige sysselsettingsvirkningene vil kunne gi 190 og 150 nasjonale årsverk, for henholdsvis HICU og DPCU. Sammenlignet med utbyggingsfasen vil en større andel av årsverkene være lokal sysselsetting. For HICU viser beregningene 90 årsverk regionalt og 65 årsverk lokalt, mens tilsvarende for DPCU er 70 og 50.

En ringvirkningsanalyse som dette gir kun indikasjoner på hvilke effekter en utbygging kan gi. Analysen omfatter ikke fortregningseffekter i næringslivet. Det betyr at effektene vi ser av denne utbyggingen både kan omfatte nye arbeidsplasser i tillegg til opprettholdelse av eksisterende arbeidsplasser. Ny aktivitet slik som disse alternativene representerer er viktig både for å opprettholde og videreutvikle sysselsetting i samfunnet.

Uavhengig av hvilken utbyggingsløsning som velges vil det være en rekke samfunnsmessige konsekvenser. Disse vil i hovedsak oppstå i Hammerfest, hvor det er ventet at økt aktivitet vil ha positiv effekt på baseaktivitet, leverandørindustri, petroleumsrelaterte arbeidsplasser, samt for kommunen gjennom økte skatteinntekter.

# Innledning

BASOP mener at det som en forlengelse av [Gassco-rapporten](#) er viktig å belyse relevante samfunns- messige- og økonomiske forhold relatert til alternativene som beskrives i rapporten. Partene tok derfor initiativ til en ringvirkningsstudie med utgangspunkt i den foreslåtte infrastrukturbyggingen som presenteres i rapporten fra Gassco.

Ringvirkningsstudien fungerer som et ekstra faktagrunnlag for beslutningstakere og interessenter. Studien skal gi et bredere perspektiv på de muligheter og konsekvenser som ligger i en økt gassseksportkapasitet fra Barentshavet Sør.

Oljedirektoratets ressursrapport fra 2022 anslår at det er like mye olje og gass igjen på norsk sokkel som den mengden som er produsert gjennom de 50 årene vi har drevet med petroleumsproduksjon i Norge. Historien viser at de gjenværende ressursene kan gi betydelige inntekter for samfunnet og industrien i lang tid framover. Basert på

dagens prognose, må en stadig større del av produksjonen fra 2030 og utover komme fra uoppdagede ressurser. Over halvparten av anslaget for gjenværende ressurser i åpne områder på norsk sokkel er gass. Om lag to tredjedeler av de uoppdagede gassressursene forventes å ligge i Barentshavet, hvor halvparten av disse antas å ligge i uåpne områder.

I dag er LNG-anlegget på Melkøya utenfor Hammerfest den eneste muligheten for å levere gass fra Barentshavet. Gass fra Snøhvit fyller all kapasitet på LNG-anlegget i lang tid framover. Uten større eksportkapasitet er både påviste og uoppdagede gassressurser i Barentshavet av mindre interesse. I tillegg blir det mer krevende å bygge ut oljefelt med assosiert gass. Geologien i de åpne områdene i Barentshavet tilsier at det mest sannsynlig ikke vil bli gjort store nok funn som på selvstendig grunnlag kan etablere ny eksportkapasitet. Ny eksportkapasitet er derfor i større grad avhengig av samordning av ressurser.

## Økt behov for gass til Europa

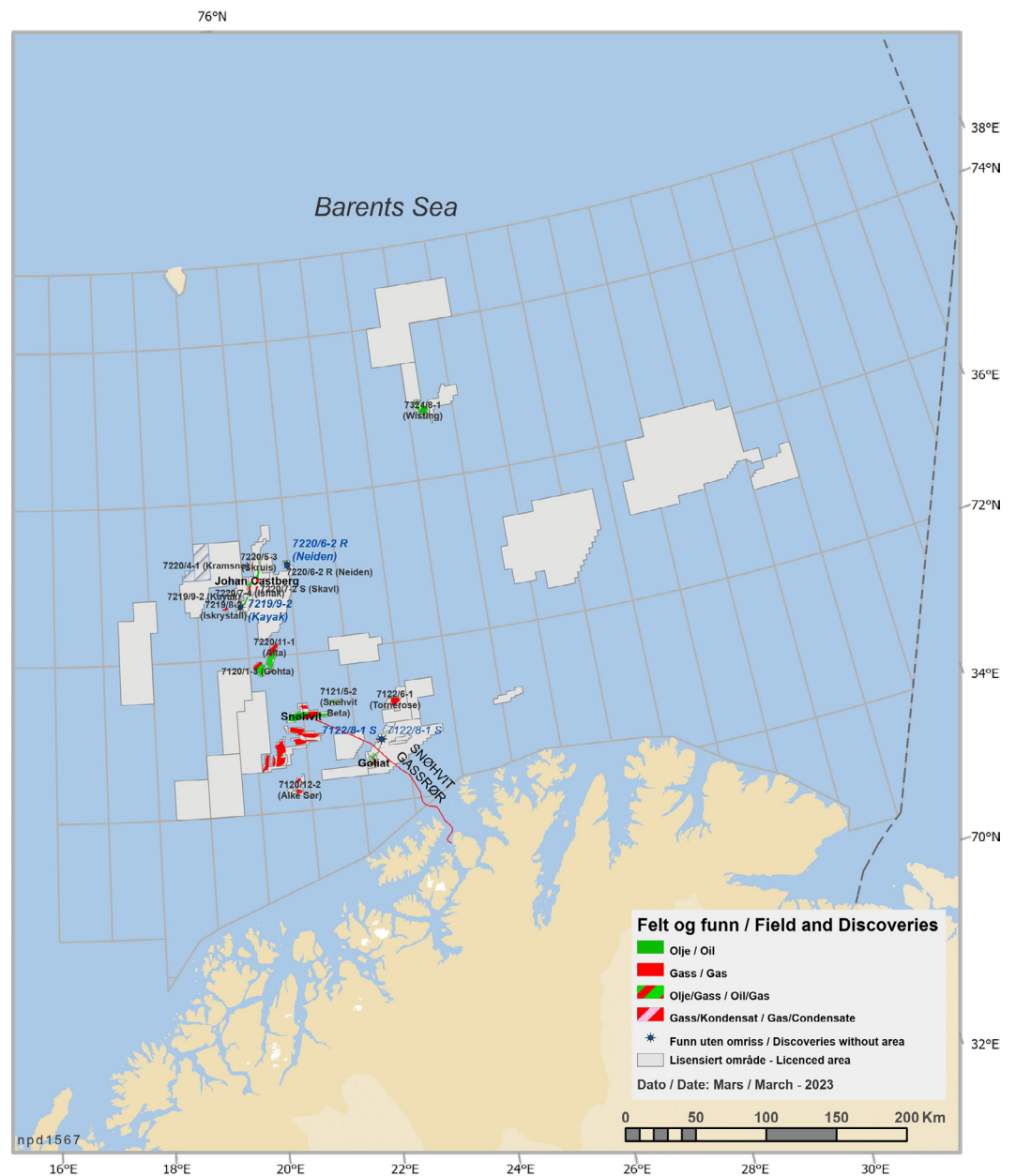
Sterkt reduserte russiske gassleveranser til Vest-Europa som følge av krigen i Ukraina, førte høsten 2022 til akutt mangel på naturgass til industri og oppvarming, særlig i Tyskland, med sterkt økte energipriser. Mangelen på energi ble kompensert ved gjenåpning av stengte kullkraftverk, fortsatt bruk av planlagte nedstengte atomkraftverk, økt import av flytende naturgass, såkalt LNG (Liquefied Natural Gas), og økte leveranser av naturgass fra Nordsjøen og Norskehavet.

En har med disse tiltakene klart å dekke energibehovet på kontinentet vinteren 2022 og ser også ut til å klare det i de nærmeste årene framover, men dette er ikke noen bærekraftig løsning på lengre sikt. Som viktig ledd i det grønne skiftet har Tyskland vedtatt å stenge sine sterkt forurensende kullkraftverk for å nå sine mål om reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. Det energibehovet som da oppstår er på lang sikt tenkt kompensert gjennom utbygging av sol- og vindkraft, men slike utbyggingsprosjekter er tidkrevende, og kan ikke erstatte kullkraft de nærmeste 20 årene. I mellomtiden planlegges energibehovet derfor dekket gjennom økt import av naturgass som ved forbrenning slipper ut mindre enn halvparten så mye CO<sub>2</sub> pr. energienhet som kull. Denne gassen planlegges hentet enten gjennom rørledninger fra Nordsjøen eller Norskehavet eller i form av LNG.

For å bidra til å dekke opp behovet for energi på kontinentet, har Norge det siste året økt sine gassleveranser, særlig fra Nordsjøen. Kapasiteten på norske gassleveranser er i dag fullt utnyttet og man kan ikke øke leveransene ytterligere, uten å hente gass fra oljefelt, der produsert gass brukes som trykkstøtte i reservoaret og først kan eksporteres når olje-produksjonen er slutt. Økte norske gassleveranser for å erstatte tysk kullkraft kan derfor ikke skaffes gjennom dagens transportsystem for gass fra Nordsjøen og Norskehavet.

# Installasjoner og infrastruktur i Barentshavet

Felt og installasjoner i Barentshavet.  
Kilde: Oljedirektoratet



**SNØHVIT** er et stort gassfelt bestående av tre gassførende strukturer som ble satt i produksjon i 2007 som det første feltet i Barentshavet. Feltet er operert av Equinor. Snøhvit ligger rundt 140 km nord-vest for Hammerfest med gjenværende, utvinnbare gassreserver beregnet til 142 milliarder Sm<sup>3</sup>. Feltet er bygget ut med undervannsinstallasjoner der brønnstrømmen føres gjennom en rørledning på havbunnen til Melkøya rett nord for Hammerfest for prosessering og eksport. Det antas at de nærliggende gassfeltene Snøhvit Beta og Tornerose etter hvert vil bli bygget ut via Snøhvitfeltet.

**GOLIAT** er et oljefelt med overliggende gasskappe som ble satt i produksjon i 2016. Feltet er operert av Vår Energi og ligger rundt 50 km sørøst for Snøhvit. Olje fra Goliat eksporteres med skytteltankere, mens produsert gass foreløpig reinjiseres i reservoaret, i påvente av en transportløsning til markedet i Europa.

**JOHAN CASTBERG** er et oljefelt med gasskappe bestående av strukturene Skrugard, Havis og Drivis, men med flere påviste strukturer rundt som senere kan tilknyttes. Feltet er operert av Equinor. Johan Castberg ligger rundt 100 km nord-vest for Snøhvit, og er under utbygging med planlagt produksjonsstart i slutten av 2024. Olje fra Johan

Castberg vil bli eksportert med skytteltankere. Gass fra Johan Castberg ventes etter hvert å bli sendt i rørledning til Melkøya, men er avhengig av en ny transportløsning sørover eller ledig kapasitet ved LNG-anlegget.

**WISTING** er et oljefelt med assosiert gass rundt 230 km nord-øst for Snøhvit. Feltet er operert av Equinor. Beslutning om utbygging av feltet er utsatt til 2026. Dersom feltet bygges ut vil produsert olje bli eksportert med skytteltankere, mens en mulig løsning for gass er i rørledning via Johan Castberg til Melkøya. Som for Johan Castberg er imidlertid eksport av gass avhengig av en ny transportløsning sørover eller ledig kapasitet ved LNG-anlegget.

Andre funn med lavere modningsgrad i Barentshavet har det samme problemet med manglende transportløsning for gass. Alta og Gohta som er oljefunn med gasskappe, vurderes utbygget, men har ingen transportløsning for gass. Det samme gjelder gassfunnene Alke og Lupa som opereres av Vår Energi. Disse funnene kan ikke bygges ut før en ny transportløsning for gass foreligger.

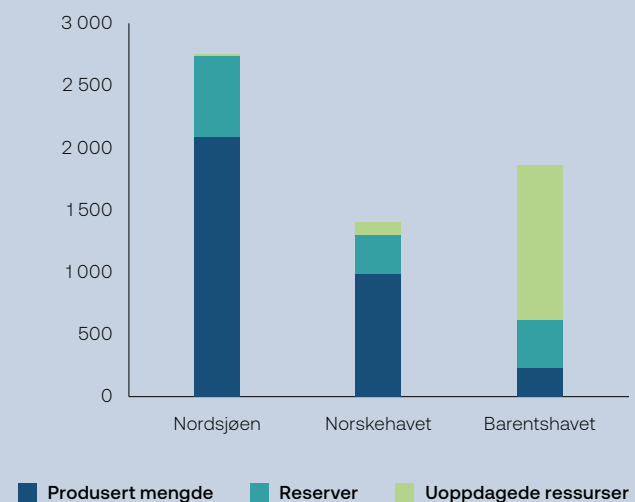
Det haster dermed å finne en ny transportløsning for gass fra Barentshavet, både for å maksimere verdien av oljeressursene og for å skaffe større gassleveranser til kontinentet til erstatning for kull.

### Store ressurser i Barentshavet

I Barentshavet er det store mengder naturgass, både påviste reserver i Snøhvitfeltene, Alke og Lupa, assosiert gass i oljefelt som Goliat og Johan Castberg, og særlig i ennå ikke påviste gassfelt som Oljedirektoratet regner med finnes i området.

Figuren viser at mens Nordsjøen og Norskehavet trolig har forholdsvis små gassressurser som ikke er påvist, er det ifølge Oljedirektoratet trolig store gassressurser til stede i Barentshavet. Oljedirektoratets forventningsverdi for gassressurser i åpne områder i Barentshavet er hele 776 milliarder Sm<sup>3</sup> (Standard kubikkmeter). En kjenner her til flere lovende strukturer som kan inneholde gass, men det har de senere år vært lite interesse fra oljeselskapenes side for å bore i slike strukturer, fordi kapasiteten for gassleveranser til Hammerfest LNG er dekket opp i mange år framover og man mangler et alternativt transportsystem for gass sørover til markedet i Europa.

Produsert mengde gass, gassreserver og uoppdagede gassressurser i Norge (Oljedirektoratet)



## Dagens transportsystem

Det eneste transportsystemet for gass fra Barentshavet er Hammerfest LNG på Melkøya rett nord for Hammerfest.

Hammerfest LNG startet opp sin produksjon i 2007 for å ta imot, prosessere og eksportere gass fra Snøhvit-feltet. Rundt 7,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass hvert år føres i land på Melkøya gjennom en 143 km lang gassrørledning på havbunnen. Brønnstrømmen fra Snøhvit-feltet er en såkalt rikgass som består av en blanding av flere typer hydrokarboner, både i gassform og som kondensat, i tillegg til betydelige mengder CO<sub>2</sub> og noe vann.

På Melkøya skiller en først ut vann og CO<sub>2</sub> fra brønnstrømmen, så sendes hele 700 000 tonn CO<sub>2</sub> pr år, tilbake til Snøhvit gjennom en separat rørledning på havbunnen, for injeksjon i et eget tett reservoar under havbunnen. Deretter skiller en ut kondensat fra brønnstrømmen og lagrer kondensatet i egne tanker for eksport på skip. Tredje trinn i behandlingsprosessen er å kjøle ned gassen til rundt -65 °C i et duggpunktanlegg for å kondensere og skille ut propan og butaner som lagres og eksporteres på skip som LPG (Liquefied Petroleum Gas).

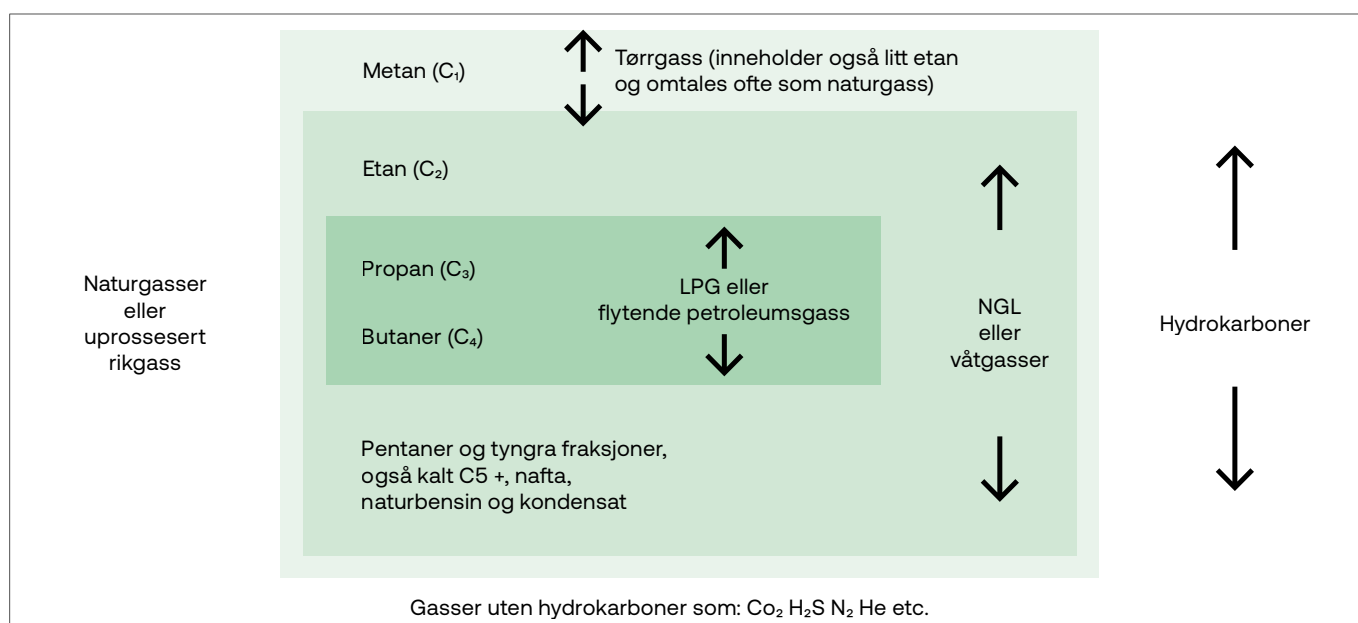
Den resterende gass-strømmen kalles tørrgass og består i hovedsak av metan med små mengder etan. En del av denne gassen brennes internt på Melkøya for å dekke opp anleggets varmebehov, drive gasskompressorer mv. Resten av tørrgassen kjøles videre ned til flytende form, ved -163°C, lagres i store tanker på Melkøya og eksporteres på store spesialbygde skytteltankere som LNG til europeiske LNG-terminaler for regassifisering.

Prosessanlegget på Melkøya har i dag en behandlingsskapasitet på rundt 6,5 milliarder Sm<sup>3</sup> rikgass pr år, etter utskilling av CO<sub>2</sub> og vann. Med tilgjengelige, utvinnbare gassressurser i Snøhvit-strukturene på 142 milliarder Sm<sup>3</sup>, betyr dette at produksjonskapasiteten ved Hammerfest LNG er fullt belagt med Snøhvit-gass fram til rundt 2040. For de øvrige feltene i Barentshavet er det dermed for tiden ingen tilgjengelig transportkapasitet for gass, og det vil med dagens anlegg på Melkøya heller ikke bli det de nærmeste 15–20 årene, og trolig enda lenger.

## Snøhvit Future

For videre utvikling av anleggene på Melkøya har Equinor lansert et stort utbyggingsprosjekt kalt Snøhvit Future,

Oversikt over ulike typer hydrokarboner i rikgassen. Kilde: Oljedirektoratet.



LPG = Liquefied Petroleum Gas  
NGL = Natural Gas Liquids

Norskpetroleum.no  
Kilde: IEA/OED

og nylig fått regjeringens aksept for å igangsette dette. Prosjektet er kostnadsberegnet til rundt 13,2 milliarder 2023-kr og består av to hoveddeler:

- Elektrifisering av LNG-anlegget på Melkøya ved bruk av kraft fra land
- Bygging av en stor, elektrisk drevet kompressor på Melkøya for å øke utvinningsgraden for gass fra Snøhvit og skaffe mer gass til LNG-anlegget

Anlegget på Melkøya drives i dag ved brenning av naturgass, og medfører et utslipp til luft på 850 000 tonn CO<sub>2</sub> pr år, nesten 2 prosent av Norges samlede utslipp av CO<sub>2</sub>. Ved elektrifisering av anlegget med installasjon av elektrokjeler og elektriske kompressorer, kan LNG-anleggets utslipp av CO<sub>2</sub> reduseres til nær null, og dermed gi et svært viktig bidrag til Equinors og regjeringens mål om kraftig reduksjon av klimagassutslipp. Samtidig frigjøres betydelige mengder naturgass for økt produksjon av LNG.

Elektrifiseringsprosjektet krever store mengder elektrisk kraft og forutsetter at Statkraft forsterker kraftforsyningen til Finnmark og bygger ut en ny 420 kV (kilovolt) kraftlinje fra sentralnettet ved Skaidi til Hyggevan, rett innenfor Hammerfest. På Hyggevan vil Equinor bygge en

transformatorstasjon og en ny 132 kV kraftkabel videre til Melkøya, for å forsyne LNG-anlegget med kraft.

I tillegg til elektrifisering av LNG-anlegget ønsker Equinor å installere en stor elektrisk drevet gasskompressor på Melkøya. Gasskompressoren vil øke gjennomstrømmingen av rikgass i rørledningen fra Snøhvit etter hvert som gasstrykket i reservoaret faller, og øke utvinningsgraden på Snøhvit feltet fra 45-70 prosent. Produksjonen på Snøhvit-feltet kan dermed opprettholdes flere år lenger enn opprinnelig planlagt, og sikre LNG-anlegget tilgang på rikgass helt fram mot 2050.

Samlet vil Snøhvit Future prosjektet kreve en effekt på noe over 400 MW (Megawatt), tilsvarende et kraftforbruk på 3,6 TWh (Terawatt-timer) pr år, rundt 2,4 prosent av norsk kraftproduksjon i dag. For å sikre tilgang på denne kraften vil regjeringen satse sterkt på forsterking av kraftnettet fram til Finnmark og utbygging av fornybar kraft i Nord-Norge, i første rekke vindkraft, fram mot planlagt igangsetting av elektrisk drift på Melkøya i 2030. Det åpnes imidlertid for å utsette oppstart av Snøhvit Future til 2033, dersom ikke tilstrekkelige kraftressurser er tilgjengelige i 2030.



Foto: Equinor



# Alternativer for å øke gasseksporten

For å øke gasstransporten fra Barentshavet har Gassco vurdert utbyggingskonsept og sokkeløkonomisk lønnsomhet ved tre hovedalternativer:

- Et produksjonsanlegg for blå (gassbasert) ammoniakk med transport til markedet med skip
- Økt produksjonskapasitet for LNG på Melkøya, med tilhørende økt transportkapasitet på skip
- Et prosessanlegg med CO<sub>2</sub>-fjerning på Melkøya, med transport av tørrgass gjennom en ny gassrørledning til eksisterende infrastruktur i Norskehavet

Utbyggingskonseptene for disse anlegg er i korte trekk vist på s. 12.

## Hammerfest LNG et knutepunkt for eksport av gass

Anslagene for Snøhvit-ressursene alene indikerer at Hammerfest LNG-anlegget på Melkøya er fullt utnyttet til år 2040, uten ny gasstransportkapasitet er anlegget fullt ut utnyttet fram til 2050 basert på ressurser i felt og funn

Snøhvit/HLNG er det nordligste landanlegget driftet av Equinor. Dette er et anlegg for mottak og prosessering av naturgass fra Snøhvitfeltet i Barentshavet. Driften ved anlegget kom i gang i 2007. For Hammerfest kommune har dette anlegget stor betydning både for samfunns- og næringsliv. På anlegget blir kondensat, vann og CO<sub>2</sub> skilt fra brønnstrømmen før naturgassen blir kjølt ned til flytende form ved  $-163^{\circ}\text{C}$  i en prosess Statoil utviklet i samarbeid med Linde. Deretter lagres den flytende gassen i store lagertanker før den lastes over på spesialbygde tankskip for videre transport ut i markedet.

Det jobber om lag 400 årsverk ved Hammerfest LNG. En ringvirkningsstudie utført av KPB viser at Hammerfest LNG i et gjennomsnittlig driftsår bidro med 200 årsverk til leverandørindustrien. De siste årene har leveransene vært høyere som følge av brannen ved anlegget, men det ventes at de vil være tilbake på et normalt nivå i år.



## Alternativene for økt gasseksport

### Hammerfest Increased Capacity Unit (HICU)

Flere alternativ er vurdert for å ta imot mer gass på Melkøya og øke produksjonen av LNG ytterligere. Det beste alternativet er ifølge Gasscos studie å bygge en ny rørledning fra Snøhvit-området til Melkøya, og bygge et nytt, integrert gassbehandlingsanlegg på området med en kapasitet på 6,9 millioner Sm<sup>3</sup> per dag, tilsvarende 2,5 milliarder Sm<sup>3</sup> pr år. Det nye prosessanlegget vil være omtrent lik dagens gassbehandlingsanlegg, men med mindre kapasitet. CO<sub>2</sub> fjernes fra brønnstrømmen og lagres, kondensat og LPG skilles ut fra rikgassen i et duggpunktanlegg, lagres og eksporteres på skip, og den resterende tørrgassen kjøles ned til LNG for eksport.

Anlegget planlegges drevet med elektrisitet med et effektbehov på rundt 150 MW, og et forventet kraftforbruk på rundt 1,3 TWh pr år. Prosjektet er kalt HICU (Hammerfest Increased Capacity Unit), og vil øke gassbehandlingskapasiteten ved Hammerfest LNG med rundt 40 prosent fra

dagens nivå, og gi en tilsvarende økning i gasstransporten fra Barentshavet.

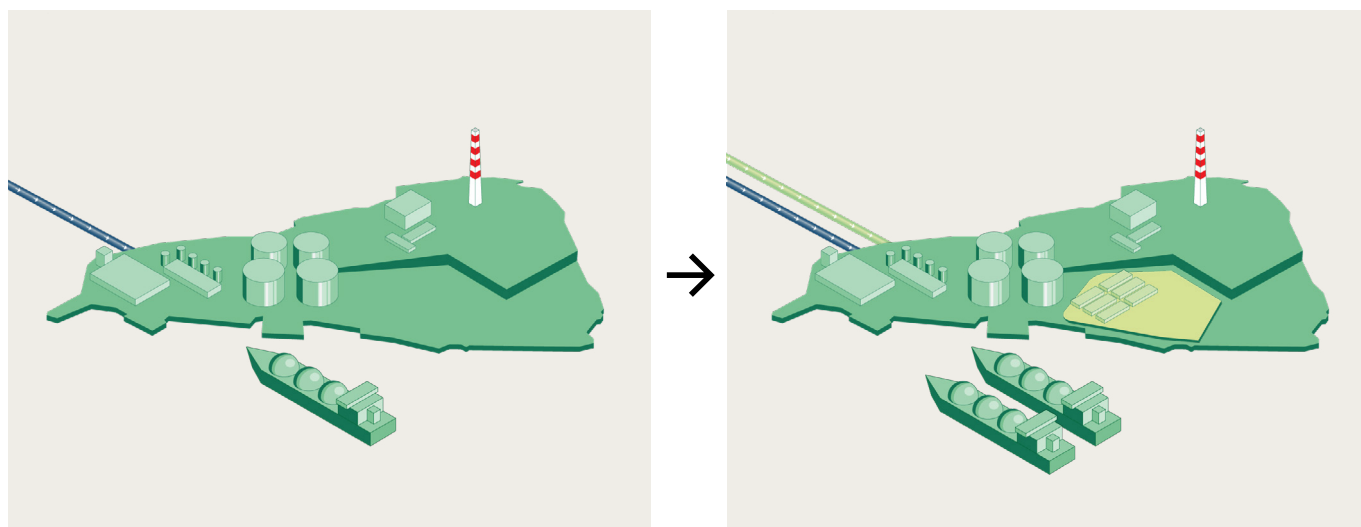
Den første figuren viser dagens gassbehandlingsanlegg på Melkøya, med en gassrørledning inn fra Snøhvit, prosessanlegg og lagertanker og med en skytteltanker for eksport av LNG, LPG og kondensat.

Neste figur viser endringer med økt gasseksportkapasitet. Her er det to gassrørledninger inn til anlegget, et nytt prosessområde på Melkøya vist med gul farge, og økt eksportkapasitet for LNG vist med to tankbåter.

Fordelen ved å produsere mer LNG er ifølge Gassco at man har stor fleksibilitet med hensyn til hvor gassen leveres, slik at man kan velge det marked som gir høyest pris.

HICU-prosjektet er kostnadsberegnet til rundt 40 milliarder 2023-kr, med årlige driftskostnader på rundt 270 millioner 2023-kr. I Gasscos studie er HICU-prosjektet planlagt startet opp i 2030, men tilgangen på elektrisk kraft til anlegget kan føre til at oppstart kan bli skjøvet noe ut i tid.

HICU-alternativet



### DewPoint Control Unit (DPCU)

Ulike alternativer for å sende tørrgass sørover fra Barentshavet har blitt vurdert. Basert på dagens behov for gasstransport fra Barentshavet, har Gassco i sin studie anbefalt en gasstransportkapasitet på 15 millioner Sm<sup>3</sup> rikgass pr dag, tilsvarende 5,46 milliarder Sm<sup>3</sup> pr år. Dette vil gi en økning i transportkapasiteten for gass fra Barentshavet på rundt 80 prosent fra dagens nivå. Anlegget planlegges drevet med elektrisitet med et effektbehov på rundt 105 MW, og et forventet kraftforbruk på rundt 0,9 TWh per år.

Det anbefalte anlegget kalles DPCU (Dew Point Capacity Unit), og består av en ny rikgassrørledning inn til Melkøya fra Snøhvit-området, utskilling og lagring av CO<sub>2</sub> fra brønnstrømmen og fjerning av LPG fra rikgassen i et nytt duggpunktanlegg, omtrent tilsvarende det duggpunktanlegget som inngår i LNG-prosessen. Utskilt kondensat og LPG vil bli lagret i egne lagertanker på Melkøya for eksport på skip.

Prosesसानlegget tørker ut rikgassen og produserer tørrgass, metan med noe innslag av etan, som sendes sørover gjennom en nybygd gassrørledning. Gassrørledningen kobles opp mot eksisterende infrastruktur i Norskehavet

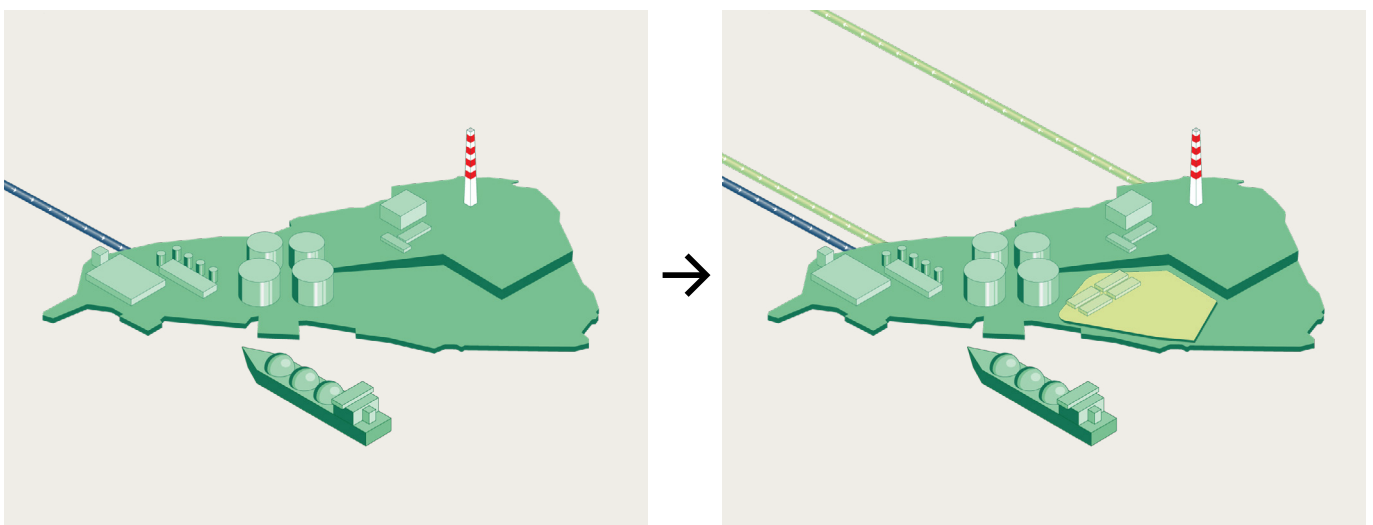
og videre til markedet i Europa gjennom eksisterende rørledningssystemer.

Den første figuren viser dagens anlegg på Melkøya. Den neste figuren viser et anlegg med en ny rikgass-rørledning inn fra Snøhvit-området, et nytt prosessområde, merket gult i figuren, og en ny eksportørledning for tørrgass ut fra anlegget.

Fordelen med en ny gassrørledning sørover fra Barentshavet er at den gir stor fleksibilitet med hensyn til transporterte gassmengder, dersom behovet for økt transportkapasitet skulle oppstå ved utbygging av nye felt i Barentshavet. En slik fleksibel kapasitet vil også kunne gi incitamenter til ny leteboring i Barentshavet.

DPCU-prosjektet er i Gasscos studie kostnadsberegnet til 53 milliarder 2023-kr, med årlige driftskostnader rundt 215 millioner 2023-kr. Oppstart av det nye transportsystemet er planlagt 2030, men også for dette prosjektet vil oppstarttidspunktet trolig være avhengig av tilstrekkelig tilgang på elektrisk kraft på Melkøya.

DPCU-alternativet



# Leteaktivitet i Barentshavet

Full kapasitetsutnyttelse på prosessanlegget Hammerfest LNG, og manglende infrastruktur for eksport av nye gassfunn har hatt negativ påvirkning på leteaktiviteten i Barentshavet de siste årene.

Aktualiseringen med mulig ny infrastruktur og kapasitet for gasstransport er ventet å gi oppsving i leteaktiviteten, og flere operatører melder om forsterket interesse for å lete i Barentshavet. Endringer i energimarkedet siden krigen i Ukraina brøt ut har også gitt økt interesse for å lete etter gass.

Kartet viser leteaktiviteten i Barentshavet de siste 10 årene. Aktiviteten fordeler seg på ordinær seismisk undersøkelse og leteboring.

Ser man på de siste 10 årene var leteaktiviteten høy i første halvdel. Fra 2013 til 2017 var det i snitt 28 undersøkelser i året, med en topp i 2014 med 40. Antall leteboringer var 10 i snitt, mens toppen kom i 2017 med 17. Siden da har nivået falt, og snittet for de fem påfølgende årene var litt over 7 undersøkelser og 4 leteboringer. Lavest var nivået i 2020 med 2 undersøkelser og 1 leteboring. Selv om dette var et år preget av pandemi har aktiviteten fortsatt å ligge på et lavt nivå de påfølgende årene.

Leteaktivitet i Barentshavet 2013–2023 fordelt på seismiske undersøkelser og leteboring



Gjennom tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO) får oljeselskapene tilgang til leteareal i de modne områdene på norsk sokkel. TFO-ordningen omfatter størstedelen av det arealet som er åpnet og tilgjengelig på norsk sokkel. I 2023 ble TFO-området i Barentshavet utvidet med ytterligere 78 blokker.

Selskapenes søknadsfrist i 2023 var satt til slutten av august. Etter at søknadsbehandlingen er ferdig, tas det sikte på tildeling av nye utvinningstillatelser i de utlyste områdene i begynnelsen av 2024.

Olje- og energiminister Terje Aasland sa følgende i en [pressemelding](#) i forbindelse med utlysningen av leteareal:

*Jeg har nå en klar forventning om at de mest sentrale selskapene i Barentshavet er sitt samfunnsansvar bevisst. Vi trenger å finne mer gass i Barentshavet for å få på plass ny infrastruktur. Videre leting er viktig for å sikre at Norge forblir en sikker og forutsigbar leverandør av olje og gass til Europa. Dette er spesielt viktig i dagens sikkerhetspolitiske situasjon.*

Gjennom samtaler med ulike operatørselskaper kommer det frem at det har vært stor interesse for årets TFO-runde, og da også for areal i Barentshavet. Det er ventet leting både rundt eksisterende funn og i nye områder. Det trekkes frem at det er viktig å få bedre anslag på ressursene i Barentshavet, både de påviste og uoppdagede, og at dette vil være viktig informasjon også når de ulike eksportalternativene skal vurderes.

Vår Energi og Equinor har gått sammen om boreriggen COSLProspector i Barentshavet i perioden 2024-2026, med en opsjon for ytterligere tre år. Avtalen representerer en betydelig satsning på leting i nord, og formålet er todelt:

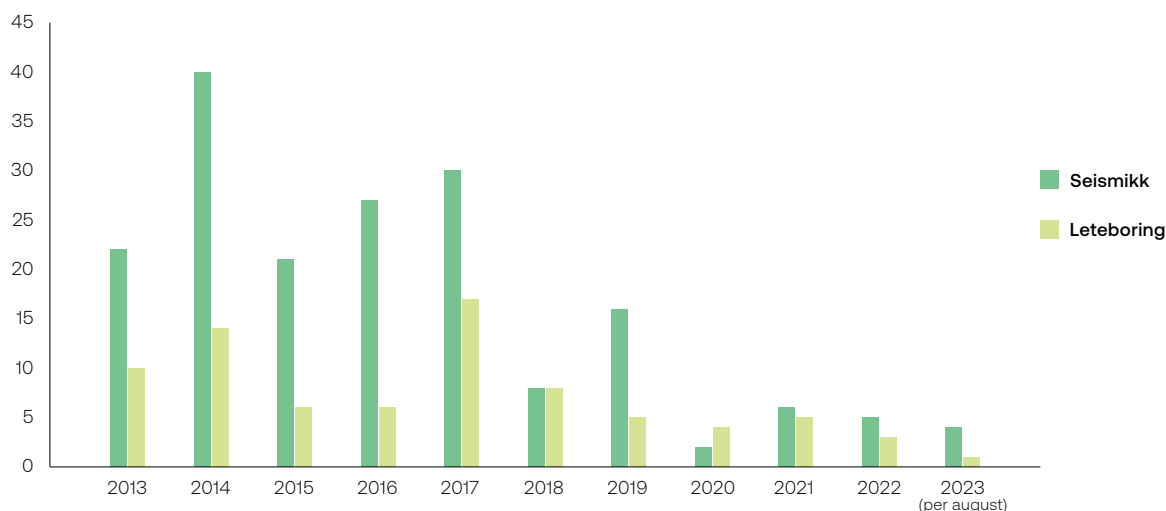
- Avdekke ytterlige petroleumsressurser nær Goliat og Johan Castberg for maksimal verdiskaping og utnyttelse av eksisterende infrastruktur.
- Målrettet leting etter nye gassressurser som kan lede til utvikling av ny infrastruktur for gasseksport.

I tillegg til dette har Aker BP og Equinor i samarbeid planer om ytterligere leting og boring av 3-4 brønner rundt Wisting med mål om å finne mer ressurser som kan tilføres utbyggingen for å gjøre den mer lønnsom.

Det er en del påviste funn i Barentshavet som ikke kan rettferdiggjøre en selvstendig utbygging, men som kan ha lønnsomhet når de sees i sammenheng med andre funn og kan utnytte eksisterende eller planlagt infrastruktur.

Leteaktiviteten er også viktig for leverandørindustrien i landsdelen, og da særlig for forsyningsbasene. Forsyningsbasene er sårbare som følge av at installasjoner i driftsfase har svært begrenset basebehov. Å forsyne leteaktiviteten i Barentshavet er viktig for at basene oppnår et aktivitetsnivå som danner grunnlag for forsvarlig drift på sikt. Som nevnt har leteaktiviteten vært fallende de siste årene, og dette gir utslag i aktiviteten ved basen.

Antall seismikkundersøkelser og leteboringer i Barentshavet (år ferdigstilt)



# Grunnlag for beregninger

## Beregning av nasjonale, regionale og lokale andeler av investeringer

Innledningsvis i studien er det gjort beregninger av forventede nasjonale og regionale/lokale leveranser innenfor de ulike næringene som vil ha leveranser i utbyggingsprosjektet og under driftsfasen. Investeringskostnadene fra Gassco-rapporten ligger til grunn for beregningene, og disse er brutt ned på ulike kostnadskategorier for å kunne beregne leveranseandeler innenfor ulike næringer.

Ved vurdering av norske leveranser til utbyggingsfasen benyttes erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type på norsk kontinentalsokkel. Ved vurdering av lokale og regionale leveranseandeler benyttes erfaringstall innhentet gjennom Levert-rapporten ([www.levert rapporten.no](http://www.levert rapporten.no)) gjennom mer enn ti år, samt kunnskap om lokal/regional leverandørindustri.

## Beregninger av sysselsettingsvirkninger

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger i prosjektet har en benyttet PANDA. PANDA er et økonomisk-demografisk modellsystem utviklet for bruk i regional analyse og overordnet planlegging i fylker, kommuner og offentlige virksomheter. Systemet er godt egnet for å gjennomføre konsekvensanalyser som følge av aktivitetsendringer i næringer. PANDA sammenligner utviklingen som følge av et tiltak (her utbygging og drift) med en referansebane for hvordan utviklingen uansett ville vært for næringslivet i regionen vi har analysert, og for landet totalt.

Ringvirkningsanalysen indikerer hvilke effekter en slik utbygging og drift kan gi. Analysen omfatter ikke

fortregningseffekter i næringslivet. Det betyr at effektene vi ser av denne utbyggingen både kan omfatte nye årsverk, i tillegg til opprettholdelse av eksisterende årsverk.

Direkte årsverk i denne studien omfatter sysselsatte i prosjektet hos utbygger og hovedkontraktørene. Beregningen av forventede nasjonale/regionale/lokale leveranser til utbygging og drift er lagt til grunn for beregning av de direkte årsverkene. For å omgjøre leveransene til årsverk er det benyttet statistikker for produksjon per årsverk spesifisert på næring.

Indirekte sysselsettingsvirkninger målt i årsverk kommer som følge av leveranser hos underleverandører. Konsumvirkningene oppstår ved at de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyeligheter hentet fra planleggingsmodeller på nasjonalt og regionalt nivå. Totale sysselsettingsvirkninger er summen av direkte og indirekte årsverk, samt konsumeffekter.

## Usikkerheter og antakelser

De fleste norske ringvirkningsmodeller bygger på SSB sine kryssløp, som har sitt utgangspunkt i nasjonalregnskapet. Beregningene bygger på historisk statistikk om hvordan ulike næringer handler hos hverandre. Det understrekes at man i sysselsettingsberegningene opererer med beregnede tall, som inneholder usikkerhet. En usikkerhet på 20 til 30 prosent bør trolig påberegnes. Den største usikkerheten ligger i størrelsen på regionale og lokale leveranser.

# Investeringer som følge av utbyggingen

## Store leveransemuligheter for nasjonal og nordnorsk leverandørindustri

For å kunne beregne ringvirkninger av aktiviteten som følger av investeringer, har det vært nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske, regionale og lokale andeler av vare- og tjenesteleveransene til prosjektet, både i investeringsfasen og i driftsfasen.

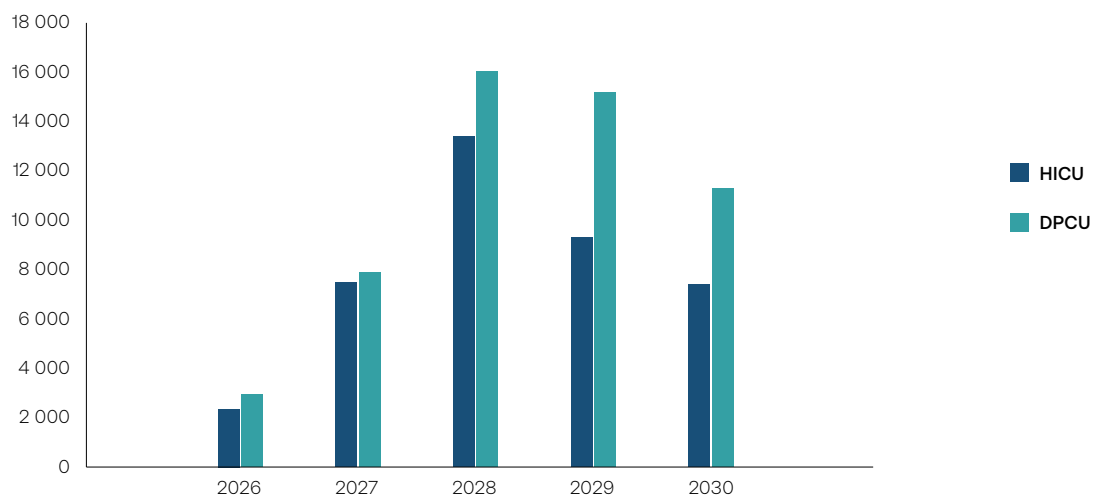
Ved vurdering av norske leveranser til utbyggingsfasen benyttes erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type på norsk kontinentalsokkel. Ved vurdering av lokale og regionale leveranseandeler benyttes erfaringstall innhentet gjennom Levert-rapporten ([www.levert rapporten.no](http://www.levert rapporten.no)) gjennom mer enn ti år, samt kunnskap om lokal/regional leverandørindustri.

Det regionale nivået som legges til grunn i denne rapporten er Nord-Norge som helhet. Med lokalt nivå menes Finnmark og Nord-Troms.

Gasco-rapporten legger til grunn en investeringskostnad på 39,9 mrd. 2023-kr for HICU-alternativet, og 53,4 mrd. 2023-kr for DPCU-alternativet. Figuren viser hvordan investeringene fordeler seg over en femårsperiode.

I investeringskostnadene ligger det kostnader knyttet til anleggsaktivitet på Melkøya, samt et nytt røggassrør inn til Melkøya. Den største forskjellen mellom de to alternativene er at DPCU-alternativet også inkluderer kostnadene for et gasseksportør fra Melkøya. Onshore-aktiviteten på Melkøya utgjør den største delen av investeringene, og omfatter blant annet av nye modulbygg, fabrikasjon, engineering, og prosjektledelse.

Investeringskostnadene fordelt over utbyggingsperiode med tenkt oppstart i 2026





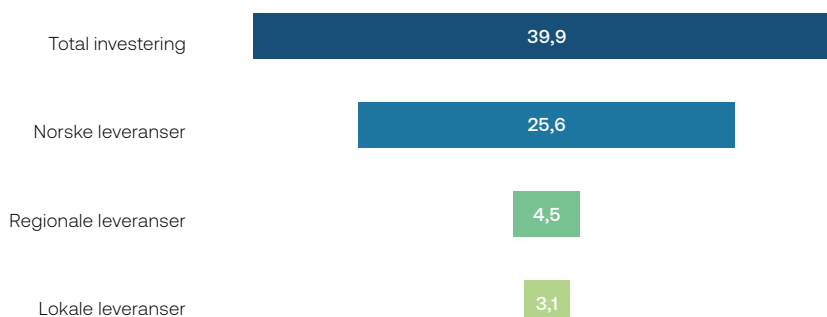
Begge alternativene ventes å gi betydelige nasjonale, regionale og lokale vare- og tjenesteleveranser. Norsk andel er estimert til i overkant av 25 mrd. kr i begge alternativene. Det meste av de nasjonale leveransene knytter seg til prosjektledelse, engineering, og arbeidet som skal gjøres på Melkøya. Sistnevnte omfatter integrering og tilkobling av moduler og kabler, samt bygg og anleggsaktivitet.

Kostnadene som går på nytt rikgassrør til Melkøya og eksportgassrør fra Melkøya er i stor grad utenlandske

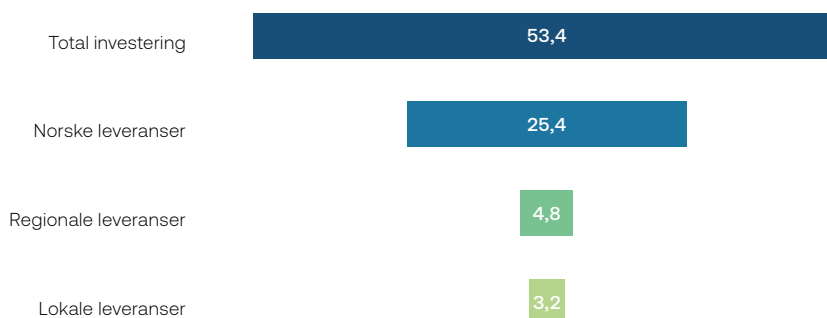
leveranser. Selve rørstrukturene vil mest sannsynlig bli produsert i utlandet. Det er ventet at en del av de marine operasjonene vil kunne utføres av norske skip, men at selve leggingen av rørene vil utføres av et spesialisert utenlandsk fartøy.

Leveransemulighetene regionalt og lokalt knytter seg til bygg og anleggsaktivitet på Melkøya, spesialiserte leverandørtjenester, industrileveranser og baseaktivitet, i tillegg til ekstra prosjektledelse hos utbygger.

HICU fordeling av investeringer på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå (mrd. 2023-kr)



DPCU fordeling av investeringer på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå (mrd. 2023-kr)

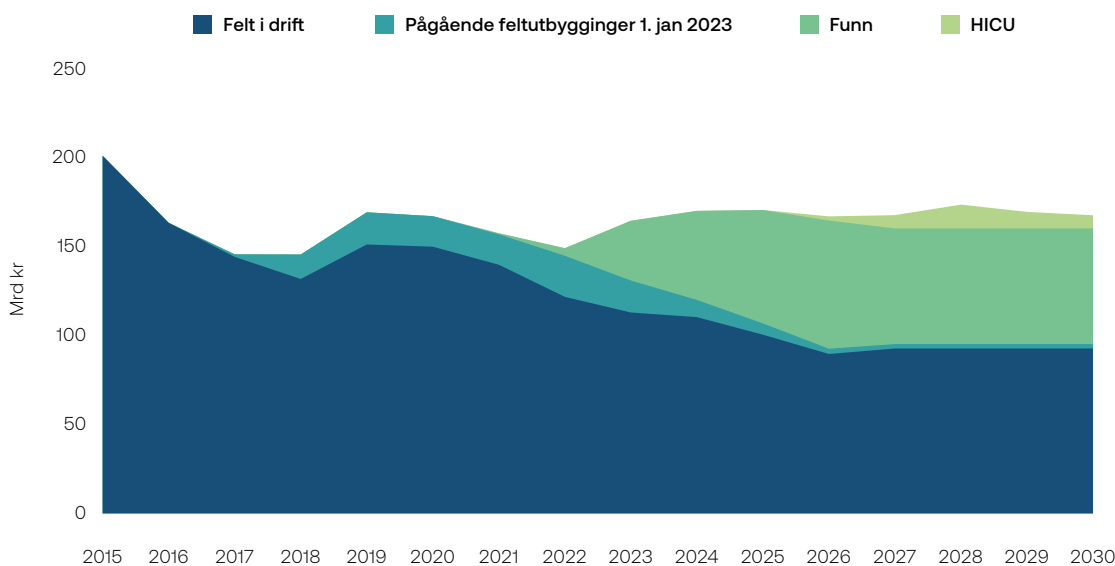


### Betydningen for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

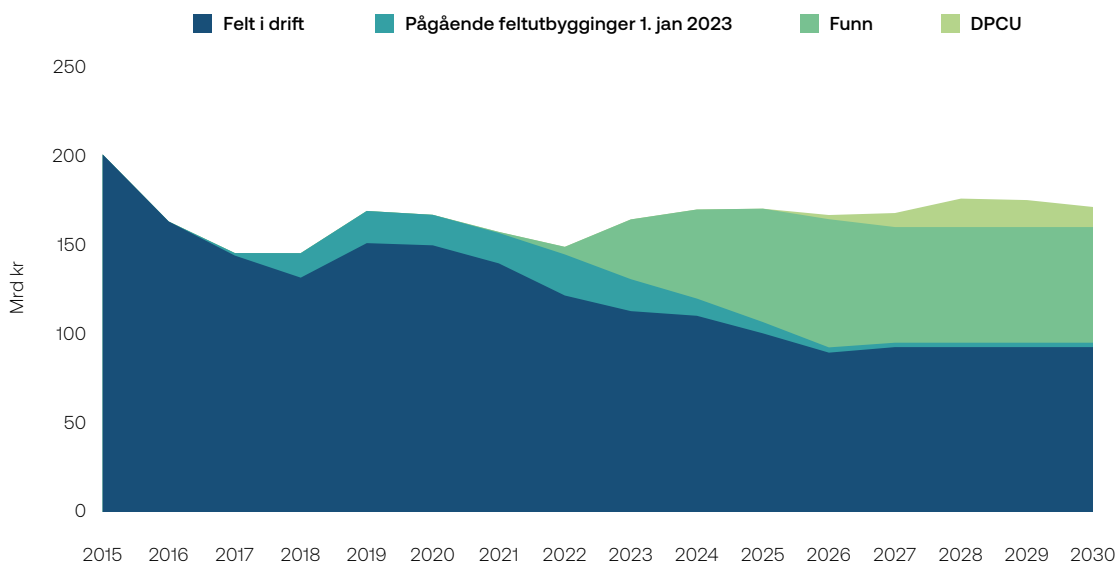
En oversikt over gjennomførte og forventede investeringer i norsk petroleumsvirksomhet i perioden 2008–2030 er vist i figurene under. Figurene er basert på Oljedirektoratets publikasjon Norsk Petroleum, og omfatter investeringer i feltinstallasjoner, landanlegg og rørledninger fram til og med 2027.

Siden Oljedirektoratets tall ikke går lengre enn til 2027 og denne utbyggingen vil pågå fram til og med 2030 har vi laget en prognose for årene 2028 til 2030 hvor investeringer for felt i drift, under utbygging og funn ligger på samme nivå som i 2027. Letekostnader er ikke inkludert i figurene. Det lysegrønne feltet viser hvordan utbyggingen av de to alternativene vil påvirke størrelsen på investeringsnivået på norsk sokkel de årene hvor utbyggingen pågår.

Investeringer å norsk kontinentalsokkel inkl. HICU (mrd. 2023-kr)



Investeringer å norsk kontinentalsokkel inkl. DPCU (mrd. 2023-kr)



# Syssesttingsvirkninger

## Syssesttingsvirkninger i forbindelse med utbygging

Nasjonale syssesttingsvirkninger i utbyggingsfasen er beregnet til 12.900 for HICU og 13.000 for DPCU, fordelt over en 5-årig utbyggingsperiode.

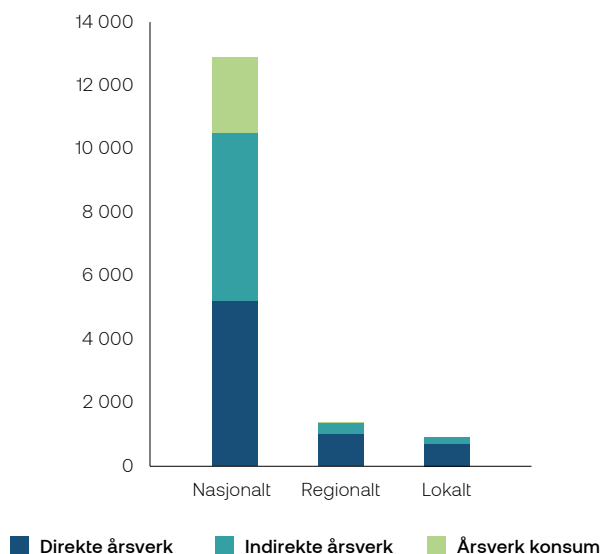
For HICU er det beregnet 5.200 direkte årsverk, 5.300 årsverk er indirekte syssesttingsvirkninger hos underleverandører, mens 2.400 årsverk er konsumvirkninger som følge av de syssesttates forbruk og skattebetalinger. På regionalt nivå (Nord-Norge) er det i løpet av utbyggingsperioden beregnet i underkant av 1.400 årsverk, mens de lokale årsverkene (Finnmark og Nord-Troms) er beregnet til om lag 900.

På regionalt og lokalt nivå utgjør de direkte årsverkene en større andel av totalen, med over 70 prosent. Til sammenligning utgjør direkte årsverk 40 prosent på nasjonalt nivå.

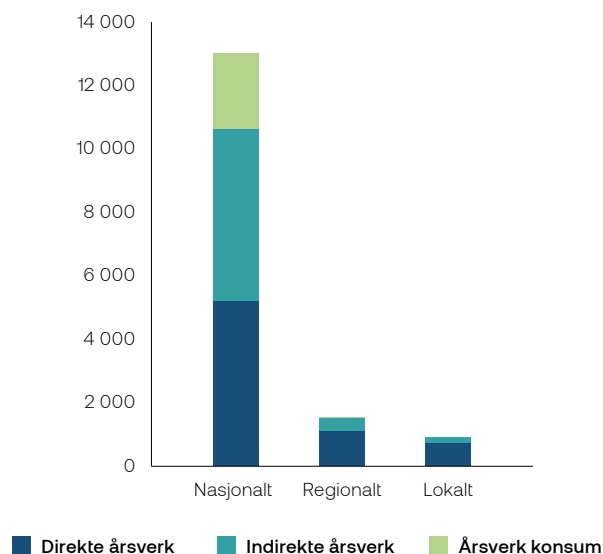
I DPCU-alternativet er direkte årsverk beregnet til 5.200, mens 5.400 årsverk er indirekte syssesttingsvirkninger hos underleverandører. 2.400 årsverk er konsumvirkninger som følge av de syssesttates forbruk og skattebetalinger. På regionalt nivå (Nord-Norge) er det i løpet av utbyggingsperioden beregnet i overkant av 1.500 årsverk, mens de lokale årsverkene (Finnmark og Nord-Troms) er beregnet til om lag 900.

Lokalt og regionalt utgjør de indirekte syssesttingsvirkningene og konsumvirkningene om lag én fjerdedel av de direkte årsverkene. Dette er et relativt normalt nivå for regioner som kjøper mye varer og tjenester fra andre regioner.

Årsverk i utbyggingsfasen, HICU



Årsverk i utbyggingsfasen, DPCU



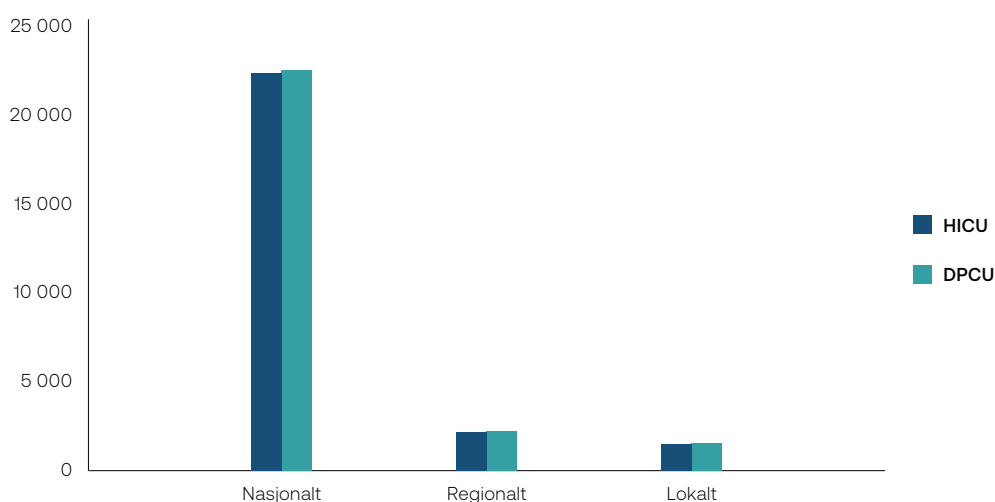
Årsaken til at det er noe flere årsverk for DPCU-alternativet er at det vil være deler av leveransene til gassseksportrøret fra Melkøya som kan gjøres nasjonalt/regionalt/lokalt, blant annet vil det gi økt aktivitet ved basene. Sammensetningen av årsverk er likevel lik ved de to alternative utbyggingsløsningene, og det er de samme næringene som får effekt i begge tilfellene.

På nasjonalt nivå er det flest direkte årsverk innen tjenester tilknyttet utvinning og industri. Også på regionalt nivå er det flest direkte årsverk innen tjenester tilknyttet utvinning, mens de fleste direkte årsverkene kommer i bygg- og anleggsnæringen på lokalt nivå.

Indirekte sysselsetting og konsumvirkninger fordeler seg på langt flere næringer enn de direkte sysselsettingsvirkningene. Her dominerer i stedet varehandel og finans og forretningsmessig tjenesteyting, men også en rekke andre næringer får sysselsettingseffekter etter hvert som ringvirkningene av utbyggingen sprer seg.

På nasjonalt nivå er det beregnet en verdiskaping på i overkant av 22 mrd. kr for de to alternativene, fordelt over utbyggingsperioden. På regionalt nivå er det beregnet en verdiskaping på om lag 2 mrd. kr, mens den lokale verdiskapingen er beregnet til 1,5 mrd. kr.

Verdiskaping i utbyggingsfasen, mill 2023-kr.



### Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

De langvarige ringvirkningene som følge av investeringene kommer i driftsfasen. I driftsfasen vil en større andel av årsverkene være regionale og lokale, sammenlignet med i utbyggingsfasen. Dette kommer av at det i driftsfasen i større grad er behov for tjenester og leveranser som allerede tilbys fra leverandørindustrien i Nord-Norge og Finnmark/Nord-Troms.

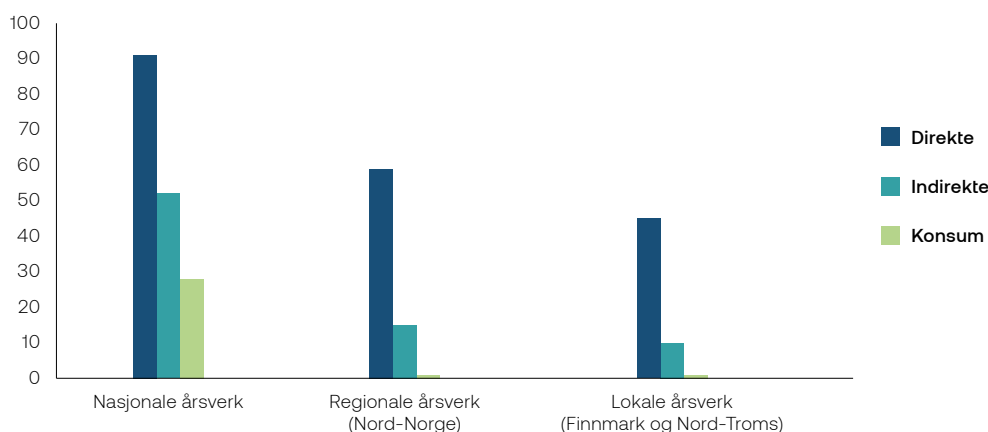
Totalt sett er det beregnet at driften av HICU vil gi 190 årsverk årlig, mens tilsvarende tall for DPCU er 150 årsverk i en driftsfasen. Beregningene viser at nær halvparten av de nasjonale årsverkene vil komme i Nord-Norge (90 årsverk for HICU og 70 årsverk for DPCU). Av disse er det beregnet

at 65 og 50 årsverk vil være lokalt (Finnmark og Nord-Troms), for henholdsvis HICU- og DPCU-alternativene.

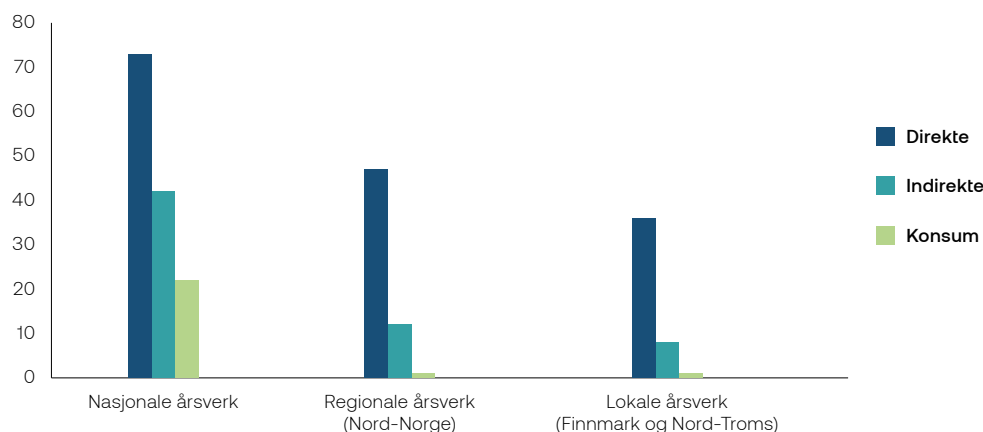
I driftsfasen vil behovet for sysselsetting i stor grad være en utvidelse av den arbeidskraften som allerede er tilknyttet driften ved Hammerfest LNG. Det vil dermed bli økt sysselsetting innenfor de næringene hvor det allerede er aktivitet, slik som tjenester tilknyttet utvinning, transport og kommunikasjon, industri og varehandel. I tillegg vil det være behov for noe ekstra sysselsetting hos operatør.

I driftsfasen er det beregnet en årlig verdiskaping på 2,2 mrd. kr nasjonalt for HICU, og 1,8 mrd. kr for DPCU. Den regionale og lokale verdiskapingen er anslått til henholdsvis 2,0 og 1,9 mrd. kr for HICU, mens den for DPCU-alternativet er beregnet til 1,6 og 1,5 mrd. kr.

Årsverk i driftsfasen, HICU



Årsverk i driftsfasen, DPCU



# Andre samfunns- messige konsekvenser

Det er ikke alle konsekvenser som kan måles i kroner og årsverk. Denne form for utbygging kan også gi andre konsekvenser i samfunnet. Rapporten vil kort belyse noen av disse, dette basert på erfaringer fra andre anleggs-/utbyggingsprosjekter.

## Økt baseaktivitet

Hammerfest kan i dag tilby komplette basetjenester tilpasset petroleumsnæringens behov. Hammerfest har to eksisterende forsyningsbaser: NorSea Polarbase og ASCO.

Forsyningsbasens funksjon er å mellomlagre utstyr i utbyggingsfasen og å sørge for forsyningstjeneste i lete- og driftsfasen. Basene i Hammerfest har kaianlegg med god kapasitet og høy regularitet, samt egnede lagringsmuligheter og verkstedkapasitet for reparasjoner og vedlikehold. I tillegg har basene solid driftskompetanse og tilgang til leverandører av varer og tjenester.

Forsyningsbasene i Hammerfest håndterer Goliat, og vil også forsyne Johan Castberg. Mye av leteaktiviteten håndteres også fra basemiljøet i Hammerfest. Synergier kan være knyttet til blant annet logistikkplanlegging, leverandørutvikling, beredskapslager av utstyr, og opplæring/trening av personell.

Hammerfest har en eksisterende helikopterbase som i dag håndterer personell til Goliat-feltet, vedlikeholdsarbeid på Snøhvit og mye av lete-/borevirksomheten i Barentshavet. Helikopterbasen i Hammerfest har

nødvendig infrastruktur som terminal (heliport) med håndtering og betjening av passasjerer, helikopterhangar med vedlikeholds-personell samt bemanning for kontinuerlig drift. Helikopterbasen ligger i tilknytning til Hammerfest lufthavn. Det er Bristow som står for all helikoptertransport offshore i dag.

Det er store kostnader forbundet med helikoptertransport og SAR, og en deling av ressurser med andre selskaper vil kunne gi store besparelser, og bidra til et styrket beredskap.

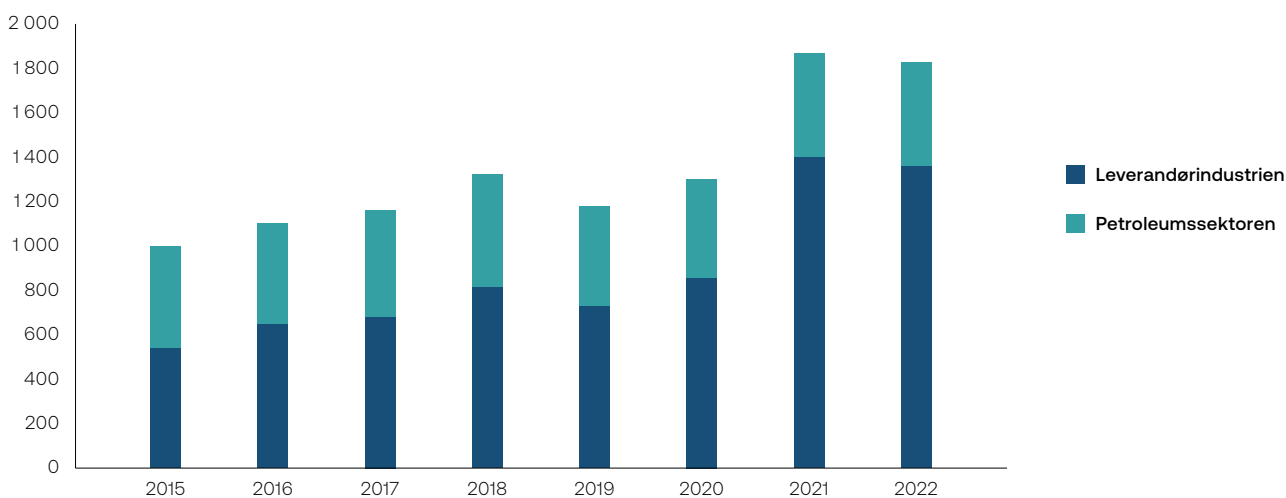
Økt leteaktivitet og investeringer i ny eksportkapasitet vil være viktig for aktivitetsnivået ved basene. Det kan også forventes økt reiseaktivitet over flyplassen, noe som kan være med på å opprettholde flyruter, eller danne grunnlag for nye.

## Arbeidskraft og kompetanseutvikling

Petroleumssektoren av svært stor betydning for Hammerfest kommune. Over 1.800 hadde arbeidssted i kommunen i 2022, enten direkte ansatt hos operatører eller i leverandørindustrien.

Sysselsettingen svinger mellom årene, og forklares blant annet med behov for revisjoner, leteaktivitet, mm. Brannen på Melkøya medførte økt sysselsetting i 2021 og 2022. Det er ikke tvil om at Hammerfest har et tungt petroleumsfaglig miljø, og etablering av nye eksportløsninger for gass vil styrke dette ytterligere.

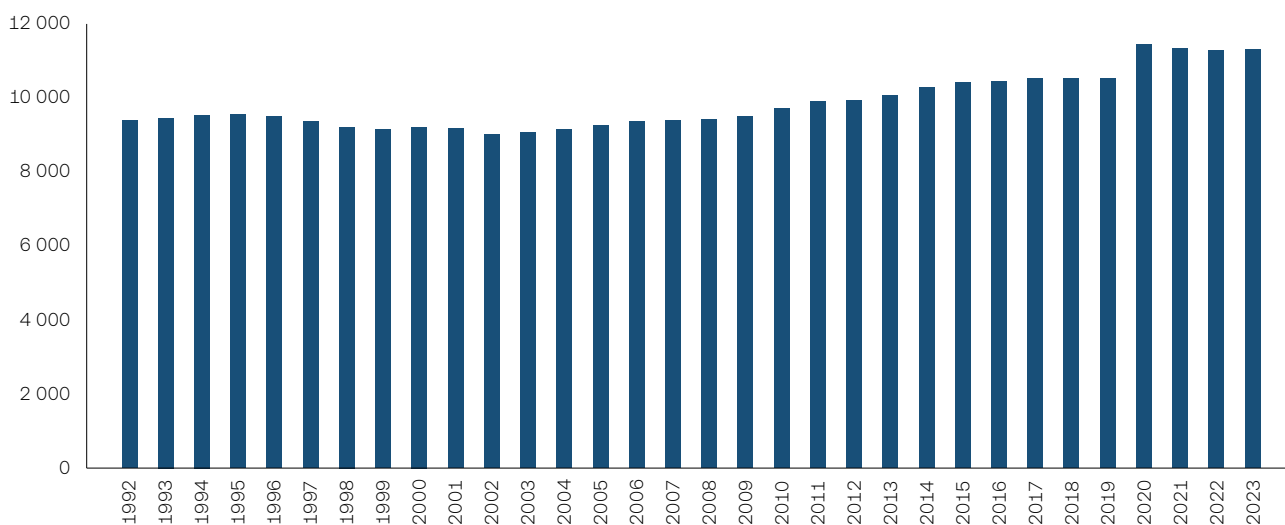
Utvikling i petroleumsrelaterte årsverk i Hammerfest, 2015-2022



De sysselsatte hos operatørene er i stor grad bosatt i kommunen. I leverandørindustrien er det langt større innslag av pendling. Dette forklares også med svingninger i aktivitetsnivå mellom årene, hvor vedlikeholdsarbeidet etter brannen var et godt eksempel på dette. Det er ventet at etableringen av flere faste arbeidsplasser vil bidra til å øke den varige bosettingen, og dermed ha en positiv effekt på befolkningsutviklingen i kommunen.

Hammerfest hadde i lang tid en negativ befolkningsutvikling, denne ble snudd når byggearbeidene på Melkøya startet i 2003. Siden da har befolkningen stort sett vokst hvert år. Dette sier mye om betydningen petroleumssektoren har hatt for kommunen. Ser man bort fra befolkningsvekst som følge av kommunesammenslåingen med Kvalsund i 2020, har veksten flatet mer ut de siste årene.

Befolkningsutvikling i Hammerfest, 1992-2023



Selv om Hammerfest har en rekke sysselsatte innenfor petroleumssektoren, betyr det nødvendigvis ikke at dette er tilgjengelig arbeidskraft når investeringer skal realiseres. For alle investeringsalternativene vil kommunen være avhengig av å få tilført noe arbeidskraft utenfra. Samtidig er det slik at en kommune som Hammerfest med et eksisterende kompetansemiljø innenfor petroleum vil kunne gjøre det lettere å rekruttere denne arbeidskraften.

Skal man klare å tiltrekke seg gode arbeidstakere er man også avhengig av at kommunen vurderes som attraktiv. Hva som oppleves attraktivt varierer ut fra hvem man spør og hvor i livet de er. Grunnleggende kvaliteter og kjennetegn ved attraktive og bærekraftige steder er blant annet varierte boligtilbud, næring og handel, brede og tilgjengelige arbeidsmarkeder, offentlige funksjoner, rekreasjon, fritidstilbud mm. Hammerfest har vært gjennom en transformasjon de siste tiårene hvor det har vært investert mye i kultur, bolig, skole, hotell og servering, og vurderes av mange som en attraktiv kommune å bo i.

### **Utdanning og FoU**

Petroleumsnæringen har behov for bred kompetanse fra mange ulike fagområder. UiT Norges arktiske universitet har studiested i Hammerfest hvor det per nå tilbys bachelor i sykepleie. Ved studiestedene i Tromsø, Harstad og Narvik tilbys det en rekke fagområder og -retninger som vil være aktuelt for fremtidig jobb i petroleumsnæringen i landsdelen, men også fag som retter seg inn mot et bredt spekter av jobbmuligheter i næringsliv og offentlig sektor.

Det tilbys yrkesfaglig opplæring i Hammerfest. Av særlig relevans for petroleumssektoren finner man blant annet Teknologi- og industrifag og Elektro og datateknologi.

Jo større det petroleumsrelaterte miljøet i Hammerfest blir, jo mer aktuelt vil det bli å sette opp studietilbud, etter- og videreutdanningskurs.

Petroleumsmiljøet i Hammerfest har over mange år hatt tett samarbeid og prosjekter sammen med forskings- og utdanningsinstitusjoner regionalt, nasjonalt og interna-

sjonalt. Forskning og utvikling (FoU) er for hele industrien viktig for kompetanseøkning, kontinuerlig forbedring og innovasjon. Det er ventet at investeringsalternativene vil gi økt etterspørsel etter FoU-tjenester hos tilbydere nasjonalt, men også i landsdelen. Tyngdepunktet for FoU-miljøet i landsdelen ligger i Tromsø.

### **Styrket leverandørindustri**

De ti siste årene har Hammerfest vært den desidert største leverandørregionen til petroleum i Nord-Norge. Petroleumssektoren har satt sine spor både i form av befolkningsvekst og jobbskaping.

I Hammerfest er det en kombinasjon av lokaleide leverandørselskaper, og underavdelinger av nasjonale og internasjonale selskaper. Mange av disse er lokalisert ved Polarbase.

Investeringer i nye eksportløsninger for gass vil danne grunnlag for lokale og regionale leveranser, som synliggjort i øvrige kapittel. Dette vil igjen være med på å styrke eksisterende leverandørindustri og muliggjøre nye etableringer. Svingninger i aktivitetsnivå er en utfordring for leverandørindustrien i dag, og flere felt og installasjoner i drift vil gi høyere og mer forutsigbar aktivitet.

### **Økte skatteinntekter**

Begge de to studerte alternativene for økt gasseksport vil medføre eiendomsskatt til Hammerfest kommune. Det er gjort et estimat som viser at den årlige eiendomsskatten vil bli på 200 millioner kroner eller mer. Estimater er basert på investeringsanslagene slik de foreligger nå, og en antatt fordeling mellom onshore og offshore investeringer. SkatTEGRUNNLAGET kan bli endret om det blir gjort mer detaljerte studier av konseptene. Det er derfor en viss usikkerhet knyttet til estimatet av eiendomsskatt.

I tillegg til dette kommer skatt på inntekt og formue til sysselsatte som bosetter seg i kommunen. Det er også muligheter for skatteinntekter for kommuner hvor en eventuell ny rørledning passerer innenfor 12 nautiske mil fra land.



# Ringvirkninger: Gasstransportalternativer fra Barentshavet

Rapporten er skrevet av  
Carl Erik Nyvold, Sissel Ovesen og Signe Kilskar, KPB  
Erik Holmelin, Holmelin Consult

