



**DET KONGELIGE  
ENERGIDEPARTEMENT**

Statsråden

Energi- og miljøkomiteen  
Stortinget  
0026 Oslo

Deres ref

Vår ref

Dato

24/2475-

18. februar 2025

**Svar på representantforslag 60 S (2024-2025) om å stanse ytterligere elektrifisering med kraft fra land**

Jeg viser til brev fra Stortinget 6. februar 2025 vedlagt representantforslag 60 S (2024-2025) fra stortingsrepresentantene Marit Arnstad, Gro-Anita Mykjåland og Aleksander Øren Heen.

Representantene fremmer følgende forslag:

- 1. Stortinget ber regjeringen stanse ytterligere elektrifisering med kraft fra land til petroleumsinnretningene på norsk kontinentalsokkel.*
- 2. Stortinget ber regjeringen vurdere hvorvidt det er mulig å stanse pågående og godkjente elektrifiseringsprosjekter på norsk kontinentalsokkel.*
- 3. Stortinget ber regjeringen innføre teknologinøytrale krav om at petroleumsnæringen selv må bidra med erstatningskraft ved nye elektrifiseringsprosjekter.*
- 4. Stortinget ber regjeringen innføre krav om at petroleumsnæringen selv må finansiere ny erstatningskraft ved nye elektrifiseringsprosjekter fra utslippsfri kraftproduksjon til havs eller med gasskraft med karbonfangst og -lagring. Produksjonen skal være lik behovet og tilføres samme region.*
- 5. Stortinget ber regjeringen pålegge Equinor å drive gasskraftverket på Melkøya videre samt å starte arbeidet med forlengelse av eksisterende konsesjon.*
- 6. Stortinget ber regjeringen på nytt vurdere om CCS kan være et alternativ til elektrifisering av Melkøya.*

Jeg viser til representantenes forslag 1-4:

1. *Stortinget ber regjeringen stanse ytterligere elektrifisering med kraft fra land til petroleumsinnretningene på norsk kontinentalsokkel.*
2. *Stortinget ber regjeringen vurdere hvorvidt det er mulig å stanse pågående og godkjente elektrifiseringsprosjekter på norsk kontinentalsokkel.*
3. *Stortinget ber regjeringen innføre teknologinøytrale krav om at petroleumsnæringen selv må bidra med erstatningskraft ved nye elektrifiseringsprosjekter.*
4. *Stortinget ber regjeringen innføre krav om at petroleumsnæringen selv må finansiere ny erstatningskraft ved nye elektrifiseringsprosjekter fra utslippsfri kraftproduksjon til havs eller med gasskraft med karbonfangst og -lagring. Produksjonen skal være lik behovet og tilføres samme region.*

Hovedvirkemidlene for å få ned utslippene av klimagasser fra petroleumssektoren er kvoteplikt og CO<sub>2</sub>-avgift. I motsetning til annen kvotepliktig industri må petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen betale CO<sub>2</sub>-avgift i tillegg til kvoter. Selskapene står derfor overfor særegne og svært høye utslippskostnader, og det er varslet at disse gradvis skal øke. Høye utslippskostnader gir selskapene sterk egeninteresse av å redusere utslippene fra produksjonen og medfører at relativt dyre utslippsreducerende tiltak gjennomføres. Utslippene fra petroleumssektoren er redusert med om lag 24 pst. siden 2015, i stor grad som en følge av økt drift med kraft fra land.

Omlegging til drift med kraft fra land reduserer utslippene i Norge. Effektene på europeiske utslipp er mer usikre og en reduksjon forventes å være vesentlig mindre enn effekten på nasjonale utslipp. Både petroleumssektoren og kraftsektoren i Europa er omfattet av det europeiske kvotesystemet for klimagassutslipp (EU ETS). I kvotesystemet bestemmes utslippene av det totale antallet kvoter. Reduserte utslipp innenfor kvotepliktig sektor medfører mindre behov for kvotekjøp. «Frigjorte» kvoter vil kunne brukes av andre virksomheter innenfor EU ETS. Hvis utslippsreduksjoner innenfor norsk petroleumsproduksjon gjør at totalantallet kvoter i EU ETS, gjennom slettemekanismen, reduseres så kan eksempelvis kraft fra land gi lavere europeiske utslipp. Disse effektene er imidlertid usikre.

I tillegg vil den gassen som frigjøres ved omlegging til drift med kraft fra land bli eksportert. Denne eksporten kan, gjennom effekter i energimarkedene (eksempelvis skifte fra kull til gass) også påvirke globale utslipp. Gjennomførte analyser viser at denne effekten kan bidra til reduserte globale utslipp.

Energieffektivisering og redusert fakling vil bidra til lavere utslipp fra petroleumssektoren, men omlegging til drift med kraft fra land er det eneste tiltaket som i vesentlig grad kan redusere utslippene fra produksjonen innen 2030. Mange felt og landanlegg i petroleumssektoren drives i dag helt eller delvis med kraft fra land, og flere prosjekter med kraft fra land er godkjent og under utbygging. Det er de feltene og innretningene som er best egnet for omlegging til full eller delvis drift med kraft fra land som allerede er i drift eller under

utbygging. Prosjekter som er under utbygging ventes å komme i drift innen 2030. NVE forventer at samlet kraftforbruk fra petroleumssektoren i 2030 vil være om lag 16 TWh.

Kraft fra land innebærer store investeringer, og det er betydelige variasjoner i tekniske muligheter, kostnader og potensialet for utslippsreduksjoner knyttet til å forsyne ulike innretninger og landanlegg med kraft fra land. Nye kraft fra land-prosjekter er krevende for rettighetshaverne å beslutte fordi de innebærer store investeringer og har marginal lønnsomhet gitt forventede utslippskostnader. De innretningene som har lavest kostnad for å bygge om til drift med kraft fra land er allerede i drift eller besluttet. De sentrale komponentene i lønnsomhetsberegningen ved prosjekter med omlegging til drift med kraft fra land på en eksisterende innretning er på inntektssiden økt netto gassalg og reduserte kostnader til CO<sub>2</sub>-avgift og kvotekjøp, og på utgiftssiden betydelige investeringer og strømkostnader. I de tilfellene selskapene beslutter omlegging fra gassturbiner til drift med kraft fra nettet er dette en kommersiell beslutning for å redusere de forventede utslippskostnadene. Det innebærer ingen subsidiering av oljeselskapene, tvert imot. Videre vil jeg påpeke at det er de høye utslippskostnadene selskapene står overfor, ikke petroleumsskatteregimet, som gjør omlegging til drift med kraft fra land lønnsomt.

Reduserte utslipp gir, med dagens høye utslippskostnader, lavere forventede driftskostnader ved drift med kraft fra land/nettet. Lavere driftskostnader trekker i retning av at en større del av petroleumsressursene blir lønnsomme å produsere. For felt og infrastruktur som ikke er egnet, eller der det er svært dyrt å legge om til drift med kraft fra land, vil høye utslippskostnader trekke i retning av for tidlig nedstenging, og dermed til at samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser ikke produseres. Gjennom verdikjede- og områdeeffekter kan dette tapet bli betydelig over tid.

Det er i dag tre prosjekter med omlegging til drift med kraft fra land i planleggingsfasen. Det er prosjektene på Haltenbanken, i Tampen-området og feltene Balder/Grane. I tillegg arbeides det med planer for utslippsreduksjoner på gassbehandlingsanlegget på Kårstø. Rettighetshaverne planlegger for en mulig investeringsbeslutning i 2026 og oppstart i 2030. Dersom disse prosjektene gjennomføres, innebærer det et økt kraftforbruk på om lag 3 TWh per år.

Ut over dette forventes det ingen nye prosjekter med omlegging til drift med kraft fra land. Energidepartementet har gitt Sokkeldirektoratet, i samarbeid med NVE, i oppgave å utarbeide et oppdatert kunnskapsgrunnlag om eventuelle fremtidige kraft fra land prosjekter til eksisterende felt og innretninger. En første tilbakemelding fra Sokkeldirektoratet er at selskapene ikke har rapportert inn noen nye prosjekter med omlegging til drift med kraft fra land i forbindelse med den årlige innrapporteringen av data til Sokkeldirektoratet høsten 2024.

#### *Om å stanse andre pågående kraft fra land prosjekter*

Forslag 2 i representantforslaget er å be regjeringen: «vurdere hvorvidt det er mulig å stanse pågående og godkjente elektrifiseringsprosjekter på norsk kontinentalsokkel».

Et pålegg om å stanse godkjente, pågående utbygginger vil være omgjøring av forvaltningsvedtak til ugunst for den vedtaket er rettet mot. Etter norsk rett er det svært begrenset adgang til denne typen omgjøring. Jeg kan ikke se at det vil være grunnlag for slik omgjøring. Dersom et slikt forslag skulle gjennomføres, vil det ha dramatiske konsekvenser for disse prosjektene, og påføre rettighetshaverne og deres leverandører enorme kostnader. Staten vil gjennom petroleumsskattesystemet og statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) betale den klart største andelen av disse kostnadene.

Stabile og forutsigbare rammebetingelser er svært viktig for investeringsviljen i Norge. Omgjøring av lovlig fattede forvaltningsvedtak vil det gjøre det mindre attraktivt å investere i Norge, både i petroleumssektoren og i andre sektorer.

#### *Om erstatningskraft*

Et krav om at petroleumsnæringen må «bidra med erstatningskraft» for å få godkjenning vil reise flere spørsmål knyttet til norsk energipolitikk, herunder likebehandlingsspørsmål.

Skulle en pålegge selskapene å investere i energiteknologier som selskapene ikke finner kommersielt lønnsomme, griper staten inn i disse beslutningene. På denne måten bryter et slikt forslag med rollefordelingen mellom myndigheter og petroleumsselskapene, inkludert prinsippene for petroleumsskatten og SDØE.

Et krav om at rettighetshaverne i nye prosjekter med kraft fra land må bidra med erstatningskraft tilsvarende eget forbruk, vil innebære at kostnadene ved omlegging til drift med kraft fra land vil øke så lenge kostnaden ved «erstatningskraften» som må skaffes kommer fra løsninger som per i dag ikke er lønnsomme, f.eks. havvind eller gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Økte kostnader som følge av et krav om erstatningskraft vil øke kostnadssiden ved slike prosjekter og dermed redusere lønnsomheten, øke tiltakskostnadene og gjøre kraft fra land-prosjekter enda mer krevende å beslutte for rettighetshaverne. Et slikt krav vil derfor trekke i retning av gjennomføring av færre prosjekter med kraft fra land og dermed mindre utslippsreduksjoner i Norge. Det vil igjen – hvis en for høy utslippskostnad opprettholdes – medføre fare for tidlig nedstengning og tap av samfunnsøkonomisk lønnsom produksjon.

Et slikt krav vil føre til at nye utbyggingsprosjekter blir mindre lønnsomme fordi de pålegges en merkostnad til etablering av ny kraftforsyning. Det kan gjøre det som framstår som marginale prosjekter ulønnsomme. Videre er det staten som vil betale den klart største delen av kostnadene ved et slik krav, ikke rettighetshaverne. Dette fordi kostnadene ville gått til fradrag i petroleumsskatten slik at staten ville ha betalt 78 pst. av rettighetshavernes ekstrakostnader. I tillegg ville staten betale 100 pst. av kostnadene for SDØE/Petoros andel.

Merkostnader til erstatningskraft kan føre til at prosjekter som gir utslippskutt i Norge ikke blir realisert og at det derfor heller ikke kommer «erstatningskraft».

En videreføring av dagens politikk med en sak til sak-vurdering av kraft fra land-prosjekter kombinert med en offensiv satsing på utbygging av ny kraftproduksjon, inkl. havvind, vil derimot kunne levere både lavere utslipp og økt kraftproduksjon.

Jeg anbefaler at forslagene ikke vedtas.

Videre viser jeg til representantenes forslag 5-6:

5. *Stortinget ber regjeringen pålegge Equinor å drive gasskraftverket på Melkøya videre samt å starte arbeidet med forlengelse av eksisterende konsesjon.*
6. *Stortinget ber regjeringen på nytt vurdere om CCS kan være et alternativ til elektrifisering av Melkøya.*

Snøhvitfeltet er Norges nest største gassfelt og produksjonen er derfor svært viktig for Norges posisjon som en pålitelig og langsiktig leverandør av gass. Hammerfest LNG (Melkøya) er Nord-Norges største industrianlegg og sysselsetter nær 700 personer, inkludert leverandører og lærlinger.

Rettighetshavere i Snøhvitfeltet er Equinor Energy AS (operatør, 36,79 pst.), Petoro AS (30,00 pst.), TotalEnergies EP Norge AS (18,40 pst.), Vår Energi ASA (12,00 pst.) og Harbour Energy Norge AS (2,81 pst.).

Snøhvit Future-prosjektet innebærer økt utvinning av gass fra Snøhvitfeltet gjennom landkompresjon og omlegging av energiforsyningen fra gassturbindrevne generatorer (energianlegget) til full drift med kraft fra nettet.

Snøhvit Future-prosjektet vil øke gassproduksjonen fra Snøhvitfeltet med om lag 55 mrd. Sm<sup>3</sup> gass og forlenger levetiden på Hammerfest LNG til etter 2040. Prosjektet vil redusere CO<sub>2</sub>-utslippene fra anlegget på Melkøya med 90 prosent, tilsvarende 850 000 tonn CO<sub>2</sub> per år. Omlegging til drift med kraft fra nettet vil føre til at gassen fra Snøhvit produseres med svært lave klimagassutslipp.

Prosjektet er avgjørende for å opprettholde en høy produksjon fra Snøhvitfeltet, og bidrar dermed til å sikre høye leveranser av gass fra felt på norsk kontinentalsokkel fram mot 2050. Leveransene av gass i form av LNG fra Snøhvitfeltet har markedsfleksibilitet gjennom at de kan fraktes og leveres til kjøpere, ikke bare i Europa, men over hele verden.

*Det er ikke rettslig grunnlag for å trekke godkjenningen av Snøhvit Future-prosjektet tilbake* Energidepartementet godkjente 8. august 2023 planene knyttet til Snøhvit Future-prosjektet. Dette gjaldt endret plan for utbygging og drift (PUD) og endret plan for anlegg og drift (PAD) for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG, konsesjon til ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Hyggevatn transformatorstasjon i Hammerfest og 132 kV-ledning fra Hyggevatn til Melkøya.

De nevnte vedtakene ble fattet etter omfattende og grundige prosesser i tråd med relevant lovgivning fastsatt av Stortinget.

Stortinget ble ikke forelagt prosjektet før godkjenning da prosjektet falt under investeringsgrensen, jf. fullmakt VI *Utbyggingsprosjekt på norsk kontinentalsokkel*. Hvorvidt saken likevel skulle forelegges Stortinget var også til stortingsbehandling som eget forslag. Et bredt flertall avviste at saken skulle legges frem for Stortinget før departementet fattet vedtak i saken.

Representantenes forslag 5 vil i praksis innebære å trekke tilbake godkjenningen av Snøhvit Future-prosjektet. I Norge skal de som har fått tillatelser fra myndighetene kunne stole på at myndighetene ikke ombestemmer seg. Det er derfor svært strenge krav til omgjøring av vedtak når det rammer en privat part. Adgangen til å trekke tilbake et vedtak når utbygging er igangsatt og en vesentlig del av investeringen er gjort, er svært begrenset.

Det er ingen nye opplysninger eller fakta som er fremkommet etter at vedtakene ble fattet som kan gi grunnlag for omgjøring. Omgjøring av vedtakene for Snøhvit Future har ikke noe rettslig grunnlag, og vil i så fall være en ulovlig omgjøring. Det er derfor uaktuelt å trekke tilbake gitte tillatelser knyttet til Snøhvit Future-prosjektet.

Stabile og forutsigbare rammevilkår er en bærebjelke i norsk petroleumpolitikk og er helt avgjørende for at vi skal kunne videreutvikle petroleumssektoren. Skulle en forsøke en omgjøring, vil det være skadelig langt utover petroleumssektoren. Hvis staten plutselig skulle trekke tilbake godkjenninger av milliardprosjekter uten dekning i regelverket eller ved at faktagrunnlaget er endret, ville dette ha store næringspolitiske implikasjoner og investeringsklimaet i Norge vil bli svært negativt påvirket.

#### *En stans av prosjektet vil ha store negative konsekvenser*

De forventede investeringene i Snøhvit Future-prosjektet er nå antatt å bli 16,3 mrd. i 2024-kroner. Snøhvit Future-prosjektet er under full utbygging/gjennomføring. Operatøren Equinor opplyser om at om lag 30 prosent av prosjektet allerede er gjennomført. Alle store kontrakter er tildelt og byggearbeidene har startet på alle steder som omfattes av prosjektet. Rettighetshaverne har allerede brukt 5 mrd. kroner på utbyggingen. Rettighetshaverne har forpliktet seg til kostnader på mer enn 13 mrd. kroner.

Prosjektet gir store, positive ringvirkninger lokalt, regionalt og nasjonalt. Operatøren venter at 70 prosent av leveransene til prosjektet vil gå til bedrifter i Norge. I tillegg til vanlig bemanning på Hammerfest LNG, arbeider det i dag om lag 1100 personer med Snøhvit Future-prosjektet. Prosjektet er i byggefasen ventet å gi nasjonale sysselsettingsvirkninger på 5400 årsverk, hvorav 1700 av disse er regionale.

En stans av Snøhvit Future-prosjektet nå, slik representantforslag 5 i praksis vil innebære, vil ha alvorlige konsekvenser for produksjonen fra Snøhvitfeltet på kort, mellomlang og lang sikt. Det ville vært svært krevende og dyrt å endre prosjektet nå, og det vil skape usikkerhet om

levetiden til Hammerfest LNG og arbeidsplassene på anlegget. Stans i prosjektet vil også påvirke leverandørene og deres ansatte som nå arbeider med å gjennomføre Snøhvit Future.

*I godkjenningen av Snøhvit Future ble det stilt vilkår av hensyn til kraftsystemet*

Hammerfest LNG drives i dag med fem gassturbindrevne generatorer som produserer strøm. I tillegg er det installert varmegjenvinning der restvarme fra eksosgass brukes til å dekke varmebehovet på Melkøya. Hammerfest LNG forsynes i tillegg med noe kraft fra nettet.

Energianlegget på Hammerfest LNG har egen anleggskonsesjon etter energiloven. Konsesjonen etter energiloven varer 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. Dersom anlegget skal avvikles krever dette godkjenning av NVE.

I godkjenningene av Snøhvit Future-prosjektet ble det satt som vilkår 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. Rettighetshaverne la i sine planer opp til at omlegging til full drift med kraft fra nettet ville skje i løpet av 2028.

Videre er det i godkjenningene lagt til grunn at dersom hensynet til kraftsituasjonen 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 er satt 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. Energidepartementet har initiert dialog med rettighetshaverne om oppfølgingen av dette vilkåret. Representantenes forslag dekker i så måte ikke et reelt behov, da vilkårene i godkjenningen av Snøhvit Future hensyntar mulige behov i kraftsystemet på en god måte.

*Alternative løsninger til drift med kraft fra nettet er vurdert flere ganger*

Representantforslag nr. 6 ber om at CCS nok en gang vurderes som alternativ til elektrifiseringen av Hammerfest LNG.

Den første utbyggingsplanen for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG ble godkjent av departementet i 2002 etter at saken var fremmet for Stortinget. Det ble i godkjenningen stilt vilkår om at rettighetshaverne i framtiden skulle «*tilstrebe å benytte utslippsreducerende teknologi som kan bidra til ytterligere reduksjon av klimagasser*». Rettighetshaverne har i flere runder vurdert alternativer for å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene, bl.a. omlegging til drift med kraft fra nettet og CO<sub>2</sub>-håndtering.

Operatøren Statoil gjennomførte i 2010 en studie av CO<sub>2</sub>-håndtering på de fem gassturbinene på anlegget. Tiltakskostnadene ved CO<sub>2</sub>-håndtering ble i studien beregnet til

4500-6000 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Rettighetshaverne konkluderte med at de ikke ville arbeide videre med løsningen på grunn av de høye tiltakskostnadene.

I forbindelse med planleggingen av Snøhvit Future-prosjektet foretok operatøren en ny vurdering av CO<sub>2</sub>-håndtering på anlegget basert på studien fra 2010, og konkluderte med at det ikke hadde vært en teknologi- og kostnadsutvikling som endret konklusjonene. Alternativet ble derfor lagt bort i planleggingsfasen for Snøhvit Future.

Rettighetshaverne valgte høsten 2021 omlegging til drift med kraft fra nettet som løsning, og modnet denne frem til investeringsbeslutning og innlevering av utbyggingsplan til myndighetene i 2022. Departementet godkjente utbyggingsplanen i august 2023.

Rettighetshaverne har gjennom Snøhvit Future levert på de forventningene staten har hatt til utslippsreduksjoner fra anlegget siden 2002. CO<sub>2</sub>-avgift og kvoteplikt under EU ETS har i lang tid vært hovedvirkemidlene for å redusere utslippene fra petroleumssektoren. Utslippskostnaden gir rettighetshaverne sterke incentiver til å redusere sine produksjonsutslipp. Samtidig gir de ikke incentiver til å gjennomføre svært dyre tiltak. Dersom rettighetshaverne skulle ha gjennomført svært dyre, og ulønnsomme utslippsreducerende tiltak med den statlig fastsatte forventede utslippskostnaden framover, som CO<sub>2</sub>-håndtering ved Hammerfest LNG, ville regningen i all vesentlig grad tilfalle fellesskapet. Dette fordi kostnadene ville gått til fradrag i petroleumsskatten slik at staten ville ha betalt 78 pst. av rettighetshavernes ekstrakostnader. I tillegg ville staten betale 100 pst. av kostnadene for SDØE/Petoros andel. Det betyr at over 80 pst. av merkostnadene ville betales av samfunnet i form av lavere innbetaling til Statens pensjonsfond utland (SPU).

Equinor vurderte i 2024, på eget initiativ, om det kunne være lønnsomt med et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering i Finnmark for ytterligere å øke krafttilgangen i området. Det ble gjennomført mulighetsstudier av løsninger med gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Energidepartementet ble i november 2024 orientert om at arbeidet var avsluttet av selskapet fordi et slikt prosjekt ikke var kommersielt interessant. Departementet tok beslutningen til etterretning.

Det er også noen leverandører som har lansert løsninger med flytende gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering knyttet til Hammerfest LNG eller på andre steder langs kysten. Det vil være opp til disse aktørene å utvikle og beslutte slike prosjekter hvis de finner disse kommersielt attraktive.

#### *Tidligere behandlinger av saken i Stortinget*

Jeg vil avslutningsvis minne representantene om at Snøhvit Future-prosjektet flere ganger har vært tema i Stortinget – både før og etter at departementet godkjente planene knyttet til prosjektet.

Stortinget behandlet våren 2023 Representantforslag 90 S (2022-2023) om *stortingsbehandling av endret plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift*



(PAD) for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG fra Rødt. Et bredt flertall på Stortinget stemte mot forslaget.

Stortinget ba 18. april 2023 regjeringen om «... i forbindelse med behandlingen av Snøhvit Future, foreta en egen vurdering av om fangst og lagring av CO<sub>2</sub> 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.». Stortingets vedtak ble fulgt opp i forbindelse med myndighetsbehandlingen av planene for Snøhvit Future.

Stortinget behandlet før jul i 2023 Representantforslag 21 S (2023-2024) om å stanse elektrifiseringen av Melkøya fra Rødt gjennom å trekke tilbake besluttede vedtak. Et bredt flertall på Stortinget stemte mot forslaget.

Jeg anbefaler at forslagene ikke vedtas.

Med hilsen



Terje Aasland



**DET KONGELIGE  
ENERGIDEPARTEMENT**

Statsråden

Energi- og miljøkomiteen  
Stortinget  
0026 OSLO

Deres ref  
th/ah

Vår ref  
24/2475-

Dato  
27. februar 2025

**Representantforslag 88 S (2024-2025) om stans av elektrifiseringen av Haltenbanken med kraft fra land**

Jeg viser til brev fra Stortinget 20. februar 2025 vedlagt representantforslag 88 S (2024-2025) fra stortingsrepresentanten Lars Haltbrekken.

Representanten fremmer følgende forslag:

*Stortinget ber regjeringen om å ikke gi tillatelse til elektrifisering av Haltenbanken med kraft fra land dersom dette ikke skjer i kombinasjon med at oljenæringen bidrar til kraftproduksjonen med flytende havvind og/eller gasskraft med karbonfangst og -lagring.*

Når det gjelder mer generelle problemstillinger knyttet til kraft fra land, som også er relevant for dette forslaget, så vil jeg vise til min nylige vurdering til komiteen knyttet til representantforslagene 60 S (2024-2025) om å stanse ytterligere elektrifisering med kraft fra land og 61 S (2024-2025) om elektrifisering av Melkøya med gasskraft med CCS.

Rettighetshaverne på feltene Heidrun, Åsgard og Kristin på Haltenbanken utreder omlegging til delvis drift med kraft fra land til disse feltene («Haltenprosjektet»). Prosjektet omfatter nettanlegg mellom Heidrun-plattformen og tilknytningspunktet på land, kraftkabler videre til innretningene Kristin og Åsgard B, samt tilhørende modifikasjoner på de berørte plattformene.

Rettighetshaverne har gjennomført mulighetsstudier og besluttet videre arbeid fram mot et eventuelt konseptvalg. Konseptvalg tas først når en gjennom studier har identifisert at det finnes en løsning som kan være teknisk og økonomisk gjennomførbar. Tas det konseptvalg

vil det så bli gjennomført forprosjektering for å etablere et godt nok grunnlag for å kunne ta en ev. investeringsbeslutning. Ved en ev. positiv investeringsbeslutning vil en utbyggingsplan iht. petroleumsloven sendes inn til Energidepartementet for godkjenning. Dette vil for Haltenprosjektet i så fall tidligst kunne skje i 2026.

Prosjektet trenger også tillatelser etter energiloven for å bli gjennomført. Equinor, som er operatør for prosjektet, har meldt alternative løsninger for en kraftforbindelse til land til NVE. NVE fastsatte 19. desember 2024 konsekvensutredningsprogram for nettanleggene. Haltenprosjektet har fått reservere kapasitet i nettet under Namsos transformatorstasjon i transmisjonsnettet. Statnett har, i henhold til regelverket, bekreftet at det vil være driftsmessig forsvarlig å tilknytte forbruket, gitt at Statnett øker transformeringskapasiteten i Namsos stasjon og at regionalnettselskapet Tensio oppgraderer sin forbindelse fra Namsos stasjon til tilknytningspunktet i regionalnettet.

Representanten hevder i forslaget at *«kostnaden for flytende havvind og gasskraft med CCS er forventet å være tilsvarende kostnaden for å fortsette driften med gassturbiner på sokkelen»*. Denne påstanden er det etter departementets syn ikke grunnlag for.

Representanten viser videre til at flytende havvind er egnet til å drive plattformer. Innretninger i petroleumsvirksomheten trenger imidlertid stabil og kontinuerlig energiforsyning, og kan derfor ikke drives med havvind alene. I tillegg til havvind vil det være behov for en annen fullverdig energiløsning på innretningen, enten gassturbiner eller en tilknytning til kraftnettet på land. Flytende havvind er i dag dyrt. Kombinerte løsninger, med flytende havvind og en annen fullverdig energiløsning, har en kostnad som generelt gjør at de for aktørene ikke er lønnsomt å gjennomføre på eksisterende felt/innretninger, verken i dag eller i nær framtid .

Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering er ikke lønnsomt å bygge i Norge. Equinor gjennomførte i 2024, på eget initiativ, mulighetsstudier av et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering i Finnmark. Equinor estimerte de samlede kostnadene for et anlegg med en kapasitet på om lag 400 MW til 40-45 mrd. kroner. Dette medfører en høy kostnad per kWh. Energidepartementet ble i november 2024 orientert om at arbeidet med prosjektet var avsluttet av selskapet fordi prosjektet ikke var kommersielt interessant.

Jeg er kjent med at selskapet Ocean Power har lansert løsninger med flytende gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering bl.a. i Rypefjord (Finnmark), Øygarden (Vestland), Gismarvik (Rogaland) og Kråkøya (Trøndelag). Selskapet har sendt melding til NVE om prosjektet på Kråkøya da det krever konsesjon. Et slik prosjekt vil også kreve avtale om gasskjøp, etablering av et gassrør til Kråkøya, etablering av et CO<sub>2</sub>-lager og -rørledning, samt kraftlinjer. Departementet er ikke kjent med at disse delene av prosjektet er konkretisert. Både et CO<sub>2</sub>-lager og etablering av ev. rørledninger for gass og CO<sub>2</sub>, krever tillatelse fra departementet. Det vil være opp til denne aktøren å ev. utvikle videre et slikt prosjekt, om de finner det kommersielt attraktivt.

Rettighetshaverne sine utredninger av Haltenprosjektet er fortsatt i en tidlig fase. Departementet har ingen søknader knyttet til prosjektet til behandling. Det vil først komme etter en ev. investeringsbeslutning; altså ev. tidligst i 2026.

Enhver sak til behandling hos myndighetene knyttet til prosjektet, det være seg under petroleumsloven eller energiloven, vil bli behandlet iht. gjeldende regelverk. Uten at det foreligger en søknad man kan forholde seg til, kan den per definisjon ikke avslås eller stilles vilkår til. Det er videre vanskelig å se for seg at departementet skulle ha grunnlag i dag for å forkuttere behandling av ev. framtidige søknader slik representanten ber om. Til det har ikke rettighetshaverne kommet langt nok med sitt arbeid til at det foreligger tilstrekkelige utredninger av Haltenprosjektet i dag.

Hvis det likevel forutsettes at det er lovlig å stille kravene som representanten forslår, blir uansett ikke resultatet ny kraftproduksjon. Dette fordi, om gjennomført, ville forslaget innebære at kostnadene ved omlegging til drift med kraft fra land vil øke betydelig. Resultatet vil bli at prosjektet på Haltenbanken stanses. Det å skulle nekte næringsaktører å redusere de utslippskostnadene staten har pålagt dem, med det eneste tiltaket (foruten å stenge ned tidlig) som er aktuelt på kort og mellomlang sikt, ville være et fullstendig brudd på norsk forvaltningstradisjon. Det vil skape en helt ny usikkerhet for næringsaktørene, og må påregnes å skade investeringsviljen i Norge.

Avslutningsvis vil jeg ordens skyld påpeke at det ikke er riktig som representanten skriver at: «*Elektrifisering av sokkelen med kraft fra land er en kraftig subsidiering av oljenæringen ...*». Prosjekter for omlegging til drift med kraft fra land medfører ikke noen subsidiering.

Basert på ovennevnte anbefaler jeg at forslaget ikke vedtas. Myndighetene vil behandle eventuelle søknader fra rettighetshaverne i tilknytning til prosjektet i tråd med gjeldende regelverk og praksis. Hensynet til kraftsystemet på land og hensynet til reindrift inngår som en del av denne behandlingen.

Med hilsen



Terje Aasland