

FRAMTIDENS ENERGINÆRING PÅ NORSK SOKKEL

KLIMASTRATEGI MOT 2030 OG 2050

STATUSRAPPORT

2025

KONKRAFT

KonKraft er en samarbeidsarena for Offshore Norge, Norsk Industri, Norges Rederiforbund, NHO og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Styrke.

KonKraft skal være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren, og arbeide for å opprettholde norsk sokkels konkurranseevne slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde for norsk og internasjonal olje- og gassindustri, inkludert leverandørbedrifter og maritim næring. Rådet er KonKrafts øverste organ. I tillegg har KonKraft et arbeidsutvalg og et sekretariat som ivaretar løpende aktiviteter og daglig drift.

Hvorfor statusrapport?

KonKraft-felleskapet utarbeidet i 2020 klimastrategien «Framtidens energinæring på norsk sokkel – Klimastrategi mot 2030 og 2050» som beskriver næringens innsats for å nå de nasjonale og globale klimamålene. Utarbeidelsen og oppfølgingen av en felles klimastrategi demonstrerer aktørenes omstillingsvilje og ambisjoner for realiseringen av lavutslippssamfunnet. KonKraft- samarbeidet har som et av hovedmålene at klimagassutslippene fra norsk olje- og gassindustri skal reduseres med 50 prosent til 2030 og til nær null i 2050. Samtidig som utslippene fra petroleumsvirksomhet kuttes, skal det bygges opp en ny og fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel med blant annet havvind, hydrogen, og CO₂-fangst og -lagring.

INNHOOLD

	SAMMENDRAG	7
1	BAKGRUNN	17
1.1	Rekordår for gassleveranser til et Europa med fokus på energisikkerhet	17
1.2	Redusert tempo i utvikling av nye lav- og nullutslippsverdikjeder	18
1.3	Klimamelding for 2035	18
1.4	KonKrafts klimastrategi – 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 og nær null i 2050	19
2	STATUS OG PROGRESJON FOR OFFSHOREVIRKSOMHET OG LANDANLEGG	21
2.1	Reduserte utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel mot 2035	21
2.1.1	Prosjektporteføljen er modnet videre fra i fjor	
2.1.2	Kraft fra land er fremdeles tiltaket med størst potensiale og samtlige vesentlige prosjekter har fått reservert nettkapasitet	
2.1.3	Selskapenes utslippsprognoser blir stadig bedre	
2.1.4	Utslippene fra mobile rigger og enheter fortsetter å gå ned	
2.2	Langsiktig utslippsprognose for offshore installasjoner og landanlegg mot 2050	29
2.2.1	Fortsatt satsing på klimatiltak er viktig for betydelige langsiktige utslippsreduksjoner	
2.2.2	Karbonkreditter som et mulig tillegg til direkte utslippskutt	
2.3	Elektrifisering og kraftbehov	33
2.3.1	Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel	
2.3.2	Krafttettersspørselen øker i alle sektorer	
2.3.3	Forutsigbarhet i kraftpolitikken og fortsatt tilgang på kraft fra land er viktig for omstilling av norsk sokkel	
3	REDUSERTE UTSLIPP FRA MARITIME OPERASJONER	39
3.1	Målsetting for utslipp fra maritime operasjoner	40
3.2	Årets rapport inneholder nye analyser og metodiske forbedringer	40
3.2.1	Klimagassutslipp for maritim aktivitet knyttet til offshore aktivitet i norsk økonomisk sone	
3.2.2	Klimagassutslipp fra olje- og gassindustriens maritime kjernesegementer	
3.3	Utslippene går noe ned for offshore-fartøy med aktivitet i norsk økonomisk sone	42
3.3.1	Økt bruk av landstrøm bidrar til utslippskutt fra offshore-fartøyene	
3.4	Ny prognose for maritime kjernesegementer i olje- og gassindustrien	45
3.4.1	Bakgrunn og status for arbeidet med offshore maritime klimamål	
3.4.2	Omfattende nybrottsarbeid for konsistent og etterprøvbar metodikk for maritime utslipp fra olje- og gassindustrien	
3.4.3	Offshore-fartøy på kontrakt med operatørselskapene	
3.4.4	Betydelige utslippskutt er oppnådd innen operatørselskapenes maritime kjernesegementer	
3.4.5	Lav- og nullutslippsdrivstoff er viktig for store utslippskutt framover, men betydelige barrierer på mellomlang sikt	
3.4.6	Innretning av omsetningskravet for biodrivstoff påvirker offshore maritime utslipp fremover	
3.5	Tiltak og virkemidler for utslippskutt i offshore maritim sektor	54
3.5.1	Nasjonale krav til lav- og nullutslipp for offshore-fartøy under utarbeidelse i 2025	
3.5.2	EUs klimaregelverk for maritim sektor – EU ETS og FuelEU Maritime omfatter offshore-fartøyene	
3.5.3	Nytt globalt klimaregelverk fra IMO	
3.5.4	Samspill mellom EU ETS og IMO-regelverk	
3.5.5	Virkemidler og støtteordninger	

4	NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL	57
4.1	Klimastrategiens målsetninger	57
4.2	Havvind	59
4.2.1	Overordnet utvikling det siste året	
4.2.2	Utsira Nord	
4.2.3	Gjennomføring og resultat fra strategiske konsekvensutredninger	
4.2.4	Ventyr i gang med utviklingen av Sørliche Nordsjø II	
4.2.5	Andre fase av Sørliche Nordsjø II er satt på vent	
4.2.6	GoliatVIND	
4.2.7	EU øker ambisjonene for fornybar havenergi frem mot 2050, men jobber samtidig med strengere krav til forsyningskjeden	
4.2.8	Barrierer og behov	
4.3	CO₂-fangst og -lagring	62
4.3.1	Overordnet utvikling på norsk sokkel det siste året	
4.3.2	Utvikling av CO ₂ -lagre i Europa – fem storskala lagringsprosjekter har tatt investeringsbeslutning	
4.3.3	Prognose for injeksjonskapasitet på sokkelen viser realiserbart injeksjonspotensial på 25 Mt CO ₂ per år i 2030	
4.3.4	Barrierer og behov	
4.4	Havbunnsmineraler	66
4.4.1	Handelskonflikter og dominans av enkelte land krever strakstiltak for å styrke forsyningssikkerheten for viktige mineraler	
4.4.2	Økt utvinning av mineraler og metaller er avgjørende for energiomstillingen	
4.4.3	Norske havbunnsmineraler kan bidra til forsyningssikkerheten for strategisk viktige råmaterialer	
4.4.4	Flere rammeverk må på plass før utvinningen av havbunnsmineraler kan starte	
4.4.5	Offshore-næringens erfaringer og teknologi er viktig for å utvikle en ledende mineralvirksomhet til havs	
4.4.6	Barrierer og behov	
5	OPPRØRT HAV	71
5.1	Geopolitikken setter europeisk energiforsyning under press – nye prioriteringer må til	71
5.2	Risikoen for fremmed påvirkning øker når norsk sokkel blir viktigere for EUs forsyningssikkerhet	73
5.2.1	Utviklingen internasjonalt påvirker energimarkedene og premissene for sokkelen som en energileverandør	
5.2.2	Sokkelen er ledende på teknologiutvikling – norske bedrifter kan være sårbare for utenlandsk påvirkning	
5.3	Geopolitisk uavhengighet og lokale verdikjeder øker kostnadene for energi og omstillingen	75
5.4	Tett norsk-europeisk partnerskap for langsiktig utvikling og verdiskaping på sokkelen	76
6	VEDLEGG	79
	Kategorisering av felt/ anlegg for kraftforbruksprognose	
	Medlemmer i KonKrafts Råd	
	Medlemmer i KonKrafts arbeidsutvalg	
	KonKrafts sekretariat	

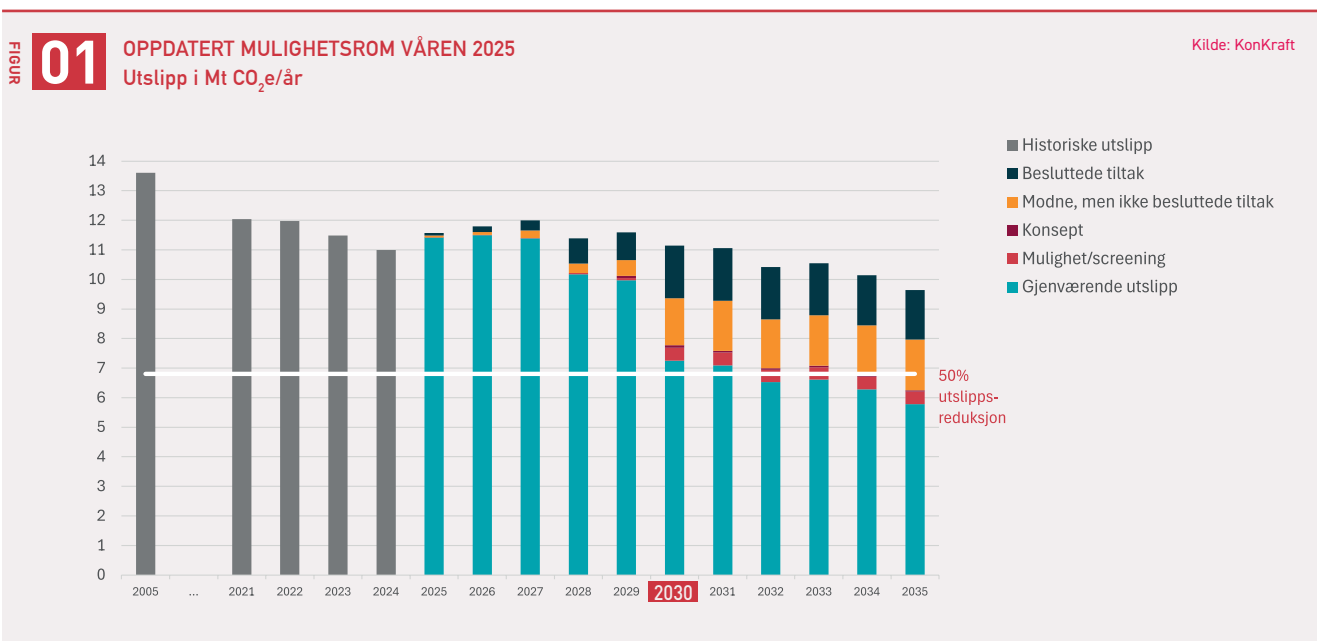
Norsk olje- og gassindustri
viser god progresjon i
gjennomføringen av KonKrafts
klimastrategi – men det blir
krevende å nå målet i 2030



SAMMENDRAG

Olje- og gassindustrien er Norges største næring. Klimaomstilling i sektoren er viktig for å bidra til nasjonale klimaambisjoner og sikre konkurransekraft, slik at arbeidsplasser og energileveranser ivaretas også på lang sikt. Siste års utvikling i internasjonal politikk, med økt geopolitisk uforutsigbarhet og økt internasjonal spenning, påvirker energimarkedene og forutsetningene for sokkelen som energileverandør. Norge har opprettholdt sin posisjon som en pålitelig leverandør av gass til Europa og fortsatte i 2024 det høye produksjonsnivået med 241,2 millioner Sm³ o.e.olje og gass, nesten 8 millioner Sm³ o.e. høyere enn i 2023.

EU er Norges viktigste gassmarked, og med den planlagte utfasingen av russisk gass innen 2027, vil Norges gassleveranser bli enda viktigere for å sikre EUs gassforsyning. *Klimamelding 2035 på vei mot lavutslippssamfunnet* fremhever at EUs og Storbritannias langsiktige behov for gassimport forventes å være betydelig høyere enn den fremtidige produksjonen på norsk kontinentalsokkel. Produksjonen på norsk sokkel ligger an til å falle bratt om få år, og for at Norge skal kunne fortsette å levere energi til Europa, må det letes og gjøres flere funn. En fornuftig ressursforvaltning på norsk sokkel vil ikke bare være avgjørende for EUs energisikkerhet, men også gi Norge inntekter



Figur: Oppdatert mulighetsrom per våren 2025 med framskrivninger for utslipp og estimert effekt av større besluttede klimatiltak og tiltak under vurdering. Framskrivningene inkluderer også planlagte nye feltutbygginger og avvikling, noe som gjør at den totale effekten av utslippsreducerende tiltak i de ulike modenhetsnivåene varierer over tid. (Kilde: KonKraft)

og bidra til å sikre sysselsetting og velferd for nåværende og fremtidige generasjoner.

Med voksende geopolitiske spenninger står norsk sokkel nå overfor nye utfordringer knyttet til beskyttelse av energiforsyningskjeder mot sikkerhetstrusler. Dette gjelder spesielt for tradisjonelle energibærere som olje og gass, men påvirker også utviklingen av nye lav- og nullutslippsverdikjeder som havvind og karbonfangst og -lagring.

En eskalering av globale handelskonflikter bidrar til å presse kostnadene videre opp. Uavhengig av om en eskalering finner sted, har den økte usikkerheten rundt stabiliteten i global handel samt klimahensyn medført at EU ønsker å styrke og trygge egne verdikjeder fra råmaterialer til prosesseringskapasitet, noe som kan medføre økte kostnader i form av oppbygging og etablering av ny industriell kapasitet som tidligere ikke har vært konkurransedyktig i et globalt marked. For aktørene på sokkelen kan utviklingen innebære en betydelig økning i leverandørkostnader og usikkerhet knyttet til tempo og retning på energiomstillingen. I årets statusrapport har vi tatt et nærmere dypdykk i hvordan endringer i geopolitikken påvirker trusselbildet og den videre utvikling av sokkelen, se kapittel 5: Opprørt hav.

Norsk olje- og gassindustri viser god progresjon i gjennomføringen av KonKrafts klimastrategi – men det blir krevende å nå målet innen 2030

KonKrafts årlige statusrapport viser god progresjon mot 50 prosent utslippsreduksjon fra offshoreinstallasjoner og landanlegg. I 2024 var utslippene fra norsk olje- og gassindustri 11 Mt CO₂e, en nedgang på 0,48 Mt CO₂e sammenlignet med 2023. Til tross for høy produksjon de siste årene og ny årsrekord for gassproduksjon i 2024, fortsetter utslippene på norsk sokkel å falle.

Operatørselskapene og leverandørindustrien jobber til enhver tid med å vurdere hva som er de mest kostnadseffektive klimatiltakene for å kutte utslipp. En sammenstilling av operatørselskapenes identifiserte og planlagte klimatiltak våren 2025 viser et samlet potensial for utslippsreduksjoner i 2030 på 3,9 Mt CO₂e (se figur 1). Gjennomføres alle tiltakene operatørene jobber med, vil det til sammen gi en reduksjon på 47 prosent sammenlignet med 2005. Det oppdaterte mulighetsrommet viser at norsk olje- og gassindustri er godt i gang med å gjennomføre utslippskutt, men begrensninger i forsyningskjeden og høyere kostnader for avgjørende utstyr gjør at noen av prosjektene det jobbes med å modne ikke vil komme i drift før 2032. I løpet av det siste året har flere store tiltak modnet og beveget seg fra *Mulighet/screening* til *Modne, men ikke besluttede tiltak*. Utviklingen i modenhet er viktig for at prosjektene skal kunne realiseres i tide og bidra til utslippsreduksjoner innen 2030. Av det samlede potensialet i prosjektporteføljen utgjør *Besluttede tiltak* ca. 1,8 Mt CO₂e og *Modne, men ikke besluttede tiltak* 1,6 Mt CO₂e. En realisering av alle besluttede og modne, men ikke besluttede tiltak vil kunne redusere utslippene fra olje- og gassindustrien i 2030 med 43 prosent sammenlignet med 2005-nivå. Realisering av mindre modne tiltak, samt identifisering og gjennomføring av nye tiltak, men også forutsigbare og stabile rammebetingelser fra myndighetene, vil være avgjørende for hvor nær bransjen vil være måloppnåelse i 2030.

Elektrifisering er sektorens viktigste klimatiltak

Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner med kraft fra land er fortsatt det tiltaket operatørselskapene vurderer som viktigst for å kutte utslipp og for å nå egne klimamål. Kraft fra land er også viktig for at Norge skal redusere sine klimagassutslipp. Siden forrige statusoppdatering har alle vesentlige planlagte og omsøkte kraft fra land-prosjekter fått reservert nettkapasitet. Bekreftet nettkapasitet er en viktig forutsetning for endelig investeringsbeslutning i prosjektene.

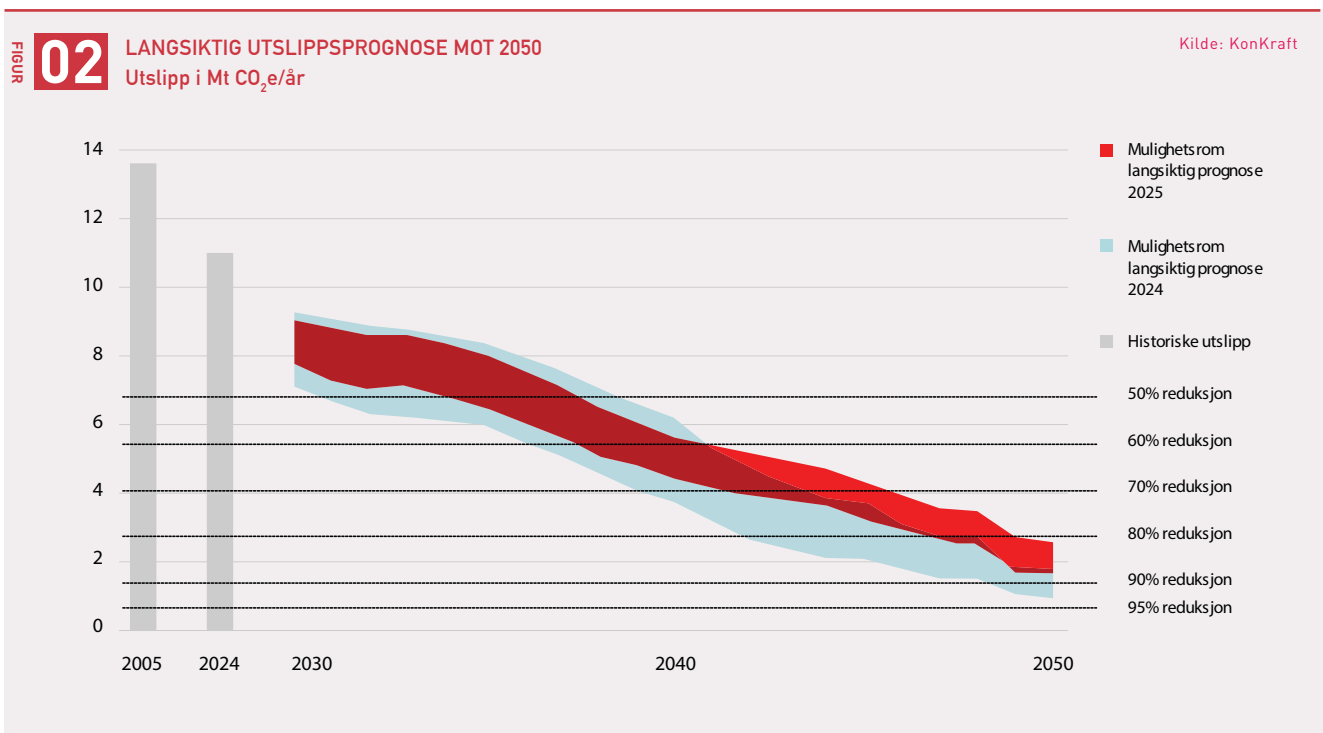
Kraft fra land er det tiltaket med størst potensial for å kutte utslipp før og etter 2030, med et samlet reduksjonspotensial på 3 Mt CO₂e i 2030 dersom alle tiltakene ville blitt fullført i 2030. Over halvparten av reduksjonspotensialet ligger i prosjekter der selskapene allerede har tatt investeringsbeslutning (*Besluttede tiltak*) og over 90 prosent om man også regner med prosjekter som nærmer seg investeringsbeslutning (*Modne, men ikke besluttede tiltak*). Elektrifiseringsprosjektene som nærmer seg investeringsbeslutning inkluderer områdeløsning for Halten Nord, områdeløsning for Tampen og Balder/Grane og vil maksimalt trenge om lag 2 TWh kraft til sammen. Kraftbehovet utgjør en liten andel av den totale krafttettspørsmåen.

Det har aldri vært noe mål i seg selv å elektrifisere hele sokkelen, men å fjerne utslipp fra knutepunkter på sokkelen som skal produsere i et langtidsperspektiv. Siste års politiske debatt om vilkårsendringer og en mulig reversering av gitte tillatelser som ligger til grunn for å foreta investeringsbeslutninger skaper usikkerhet i planlegging og gjennomføring av de resterende

kraft fra land-prosjektene på sokkelen. Sektoren er avhengig av forutsigbare rammevilkår i klima- og energipolitikken for at selskaper skal kunne investere i videre produksjon og utslippsreducerende tiltak for en langsiktig utvikling av industrien på sokkelen. NOx-avtalen mellom Staten og næringslivet ble etablert i 2008, og har siden den gang bidratt til betydelige CO₂ utslipp. Avtalen går ut i 2027, men bør forlenges ut 2030.

Årets langsiktige utslippsprognose viser at utslippene kan falle ned mot 70 prosent i 2040

KonKraft har et langsiktig mål om nært nullutslipp fra offshore-installasjoner og landanlegg innen 2050. Både norske myndigheter og aktørene i næringen er tydelige på at de ønsker å utvikle, ikke avvike aktiviteten på norsk sokkel. Utarbeidelsen av årlige langsiktige prognoser for olje- og gassindustrien mot 2050 gir en indikasjon på behovet for langsiktige utslippskutt og er et bidrag til diskusjonen om hva som må til for å oppnå KonKrafts langsiktige målsetning.



Figur: Utslippsprognose for norsk sokkel 2030-2050. Sammenligning av mulighetsrom i prognose fra 2024 og 2025.

For å sammenstille den langsiktige prognosen har operatørselskapene delt sine beste anslag på aktivitet og utslipp mot 2050, inkludert forventninger til leting, nye funn, økt utvinning og avvikling av felt. Den langsiktige utslippsprognosen for norsk sokkel våren 2025 viser at utslippene kan falle mot 70 prosent i 2040 og til nesten 90 prosent i 2050 dersom alle identifiserte og planlagte klimatiltak gjennomføres, se Figur 2 (rødt område). I likhet med fjorårets prognose (lyseblått område) er det ventet en betydelig nedgang i utslippene mot 2050. Samtidig er det betydelig usikkerhet knyttet til prognosen, særlig etter 2035/2040 knyttet til aktivitetsnivået på sokkelen og effekten av klimatiltak som identifiseres og gjennomføres etter 2030. Aktivitetsnivået på sokkelen er også avhengig av olje- og gasspriser og de framtidige rammebetingelsene for bransjen.

Etter 2040 viser årets prognose et noe høyere utslippsnivå enn fjorårets. Primært skyldes dette levetidsforlengelser kombinert med en antagelse om at flere felt settes i produksjon.

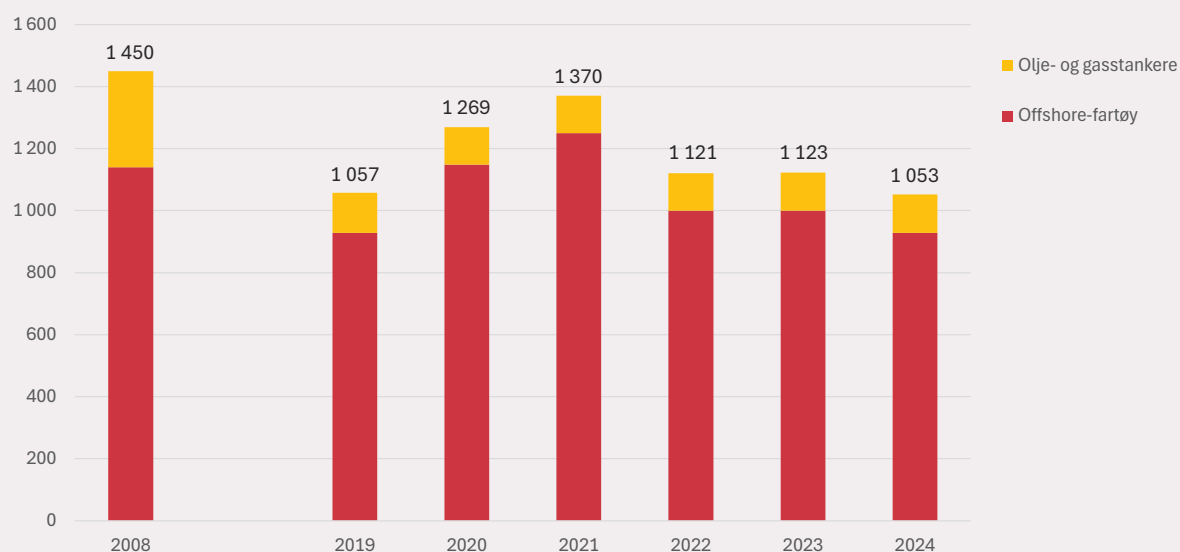
Utslippsbanen med kun besluttede tiltak ligger i årets prognose i snitt 1,5 Mt CO₂e per år over utslippsbanen for gjennomføring av alle identifiserte tiltak i perioden 2030 - 2050. De kumulative utslippene blir dermed 27 Mt CO₂e høyere i løpet av hele perioden fram til 2050 dersom man kun gjennomfører de tiltakene som allerede er besluttet. Igjen er det viktig å understreke at det er stor usikkerhet knyttet til langsiktige utslippsprognoser.

Utslipp fra offshore-fartøy med operasjoner på norsk sokkel

VPS har anslått at de samlede utslippene fra olje- og gasstankere og offshore-fartøy på norsk sokkel til 1,05 Mt CO₂ i 2024, hvorav 0,93 Mt CO₂ fra offshore-fartøy, se Figur 3. Tallene representerer en nedgang på rundt 6 prosent fra 2023 til 2024 og ligger 27 prosent lavere enn de estimerte utslippsnivåene for 2008.

FIGUR 03 UTVIKLING I UTSLIPP FRA OFFSHORE MARITIM VIRKSOMET - HISTORISK (2008) OG SISTE SEKS ÅR (2019-2024) FORDELT PÅ ULIKE FARTØYSEGMENTER, NØS.
1000t CO₂

Kilde: VPS og DNV



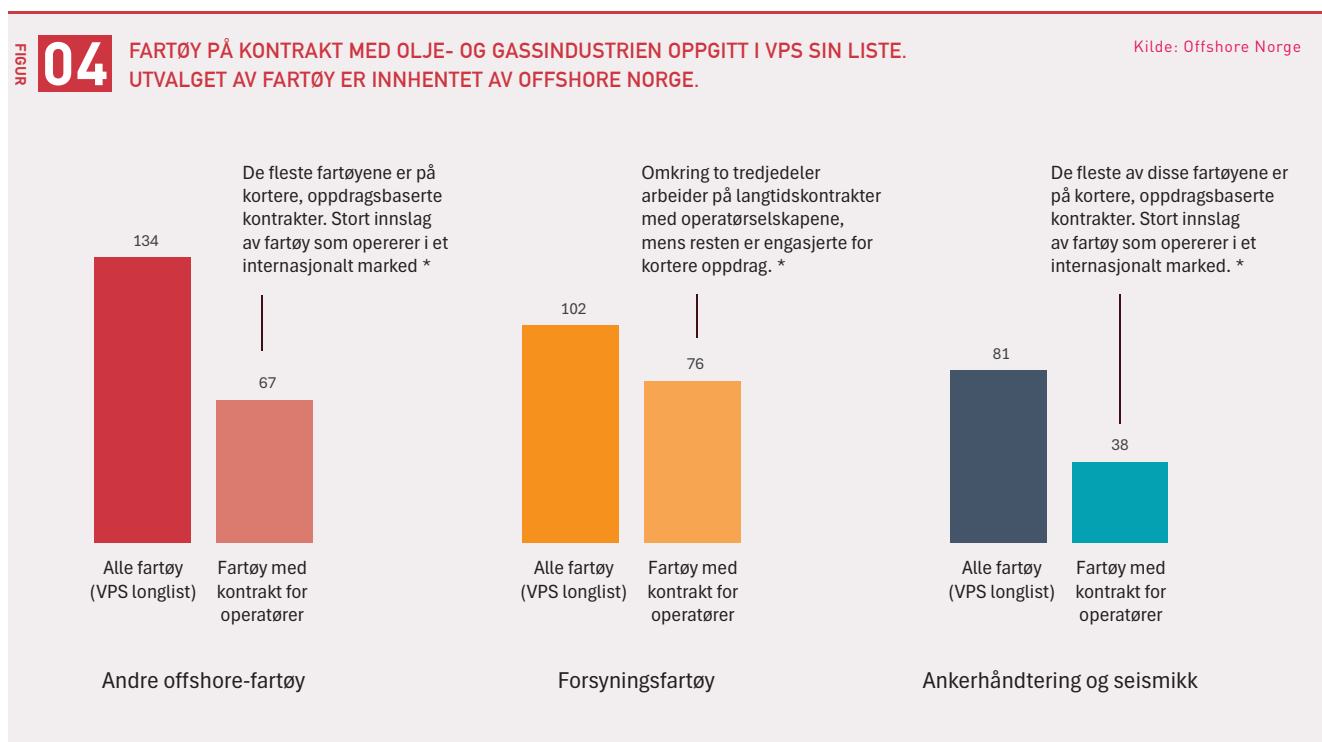
VPS sin analyse av klimagassutslipp fra maritim aktivitet knyttet til offshore-operasjoner i norsk økonomisk sone favner bredere enn olje- og gassindustrien. Ettersom det pågår arbeid fra myndighetenes side med å utvikle krav rettet spesifikt inn mot olje- og gassindustriens maritime utslipp, vil det fremover bli viktig å tydeligere skille ut disse aktivitetene, fartøyene og utslippene. Dette er særlig viktig ettersom olje- og gassoperatørene kun kan påvirke utslipp fra fartøy på kontrakt.

Til årets rapport har man derfor startet et arbeid med å innhente en oversikt over hvilke av fartøyene i VPS sin oversikt operatørselskapene på norsk sokkel har hatt på kontrakt. Den foreløpige oversikten er basert på lister innsendt fra 11 av de største operatørselskapene på norsk sokkel. Det er første gang en slik oversikt sammenstilles, og det må tas forbehold om at den ikke er dekkende for alle fartøyene olje- og gassoperatørene har hatt på kontrakt, samt underleverandører, og at et videre arbeid vil kunne forbedre oversikten ytterligere.

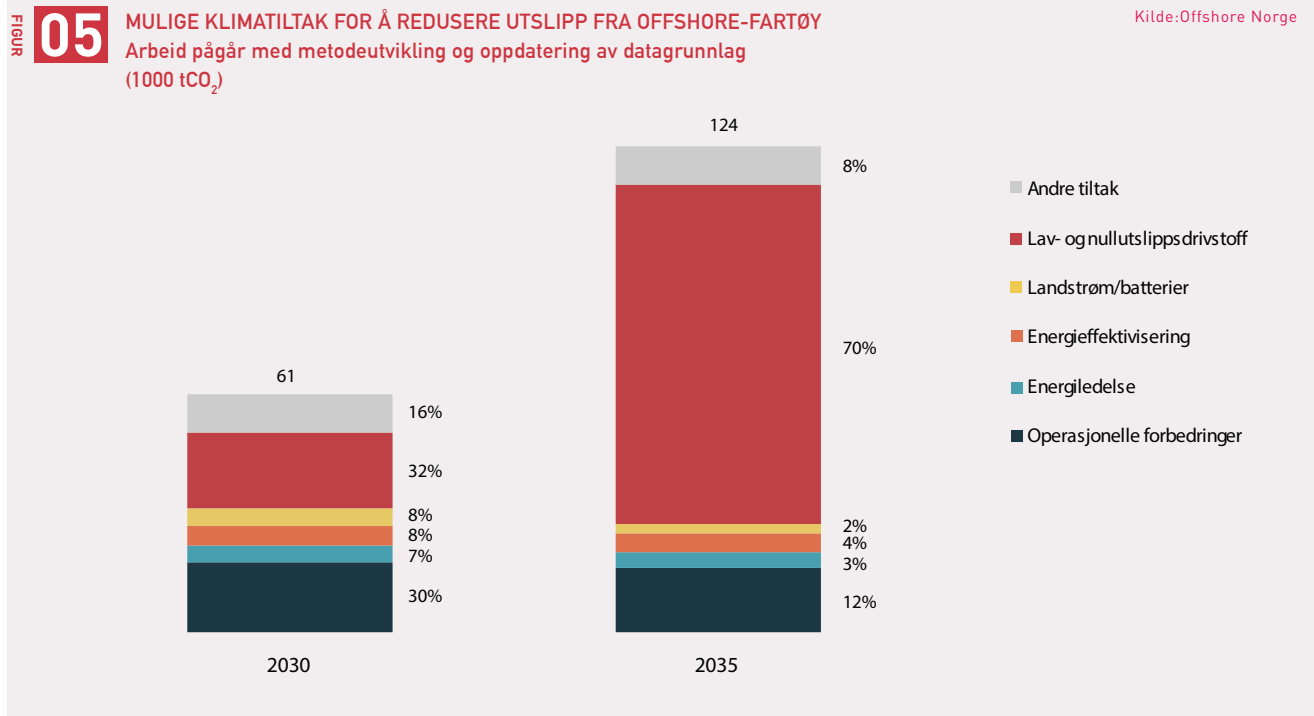
Sammenstillingen, se Figur 4, indikerer at det er en betydelig forskjell i antall i antall fartøy som inngår i VPS sin oversikt, og antall fartøy på kontrakt for norske olje- og gassoperatører.

Av fartøyene på kontrakt for operatørselskapene, er det også viktig å være oppmerksom på at mange kun vil være innleid i korte perioder og opererer i et internasjonalt marked der man seiler inn og ut av norsk økonomisk sone. Hva slags kontraktsform, operasjonsmønster og binding til norsk sokkel et fartøy har, kan være avgjørende for hvorvidt det er mulig å få gjennomført utslippsreducerende tiltak.

Hovedpoenget med disse to analysene er å synliggjøre følgende: (i) Fartøy på kontrakt hos operatørene utgjør kun en andel av offshore-aktiviteten i norsk økonomisk sone og (ii) det er også viktig å også synliggjøre øvrige utslipp i norsk økonomisk sone, dvs. for de skipene som ikke er på kontrakt hos operatørene.

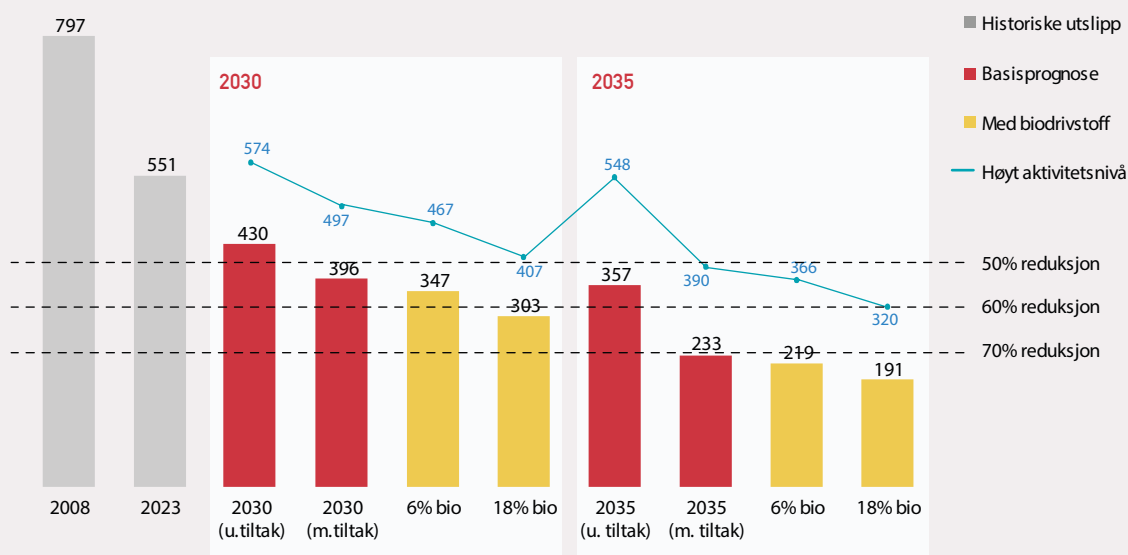


*Overordnede anslag basert på innspill fra arbeidsgruppen for maritime utslipp i Offshore Norge



UTFALLSROM FOR UTSLIPPSPROGNOSE MOT 2030 2035

Arbeid pågår med metodeutvikling og oppdatering av datagrunnlag
1000t CO₂



Figur: Reduksjonspotensial for klimaatiltak innen offshore maritime fartøysegmenter 2023–2030/2035, fordelt på tiltakskategorier .

Ny prognose for maritime kjernesegmenter for olje- og gassindustrien

Som en del av KonKrafts klimastrategi i 2020, ble det vedtatt at man skulle etablere kvantitative mål for utslippskutt innen offshore maritim aktivitet. I utformingen av et slikt mål, er det avgjørende at utslippene som omfattes av målet, er utslipp olje- og gassnæringen kan påvirke.

De fartøyskategoriene operatørselskapene har best mulighet til å påvirke og identifisert som særlig aktuelle er: forsynings-, beredskaps-, ankerhåndterings-, IMR- og seismikkfartøy. Arbeidet med å etablere et mål vurderes og sees i sammenheng med myndighetenes arbeid med lav- og nullutslippskrav til offshorefartøy, samt regionale og internasjonale regelverk.

De foreløpige resultatene¹ fra årets undersøkelse viser at det allerede er oppnådd betydelige utslippskutt siden 2008 og det er et estimert potensial på ytterligere utslippskutt fra 2023 på 60 000 t CO₂ per år innen 2030 og 124 000 t CO₂ per år innen 2035,

en reduksjon på henholdsvis 11 og 22 prosent fra 2023-nivået. Mye er allerede realisert gjennom operasjonelle forbedringer, energieffektivisering og landstrøm. På lenger sikt vil opptak av lav- og nullutslippsdrivstoff være nødvendig for større utslippskutt. Som vist til høyre i Figur 5, vil aktivitetsnivået på sokkelen og rammebetingelser for biodrivstoff ha stor betydning for hvordan utslippene fra de maritime segmentene utvikler seg mot 2030 og 2035.

Utvikling av prosjekter innenfor nye verdikjeder går saktere enn ventet

Redusert tempo i utviklingen av lav- og nullutslippsverdikjeder i både Norge og Europa forsinker gjennomføringen av utslippskutt og omstilling mot lav- og nullutslipps energibærere på sokkelen. Utviklingen av det europeiske hydrogenmarkedet er forsinket som følge av usikkerhet knyttet til etterspørsel, uferdige rammeverk og høye priser. Det har ført til at utviklingen av norske produksjonsprosjekter for blått hydrogen er lagt på is. Aktørene på norsk sokkel ser imidlertid fremgang innen havvind, CO₂-lagring og havbunnsmineraler.

¹ Tallgrunnlaget for seismikk-fartøyene er foreløpig ikke inkludert i tallene, og arbeidsgruppen vil fortsette med å videre utvikle prognosen med henblikk på å etablere et kvantitativt mål for de maritime utslippene.

Redusert tempo i utviklingen av lav- og nullutslippsverdikjeder i både Norge og Europa forsinker gjennomføringen av utslippskutt



Aktørene på norsk sokkel ser fremgang og videreutvikling innen havvind, CO₂-lagring og havbunnsmineraler

Todelt utvikling innenfor havvind

Utviklingen av havvind på norsk sokkel har det siste året vært preget av oppturer og nedturer. Konsortiet Ventyr er i full gang med å utvikle prosjektområdet for det som vil bli Norges største kraftverk på Sørlige Nordsjø II, med en total installert kapasitet på 1 500 MW. I mai kom også utlysningen av tre prosjektområder for flytende havvind på Utsira Nord. Områdene vil tildeles basert på kvalitative kriterier, og ett av prosjektene vil kunne motta statsstøtte på inntil 35 milliarder kroner.

Samtidig har økte kostnader for havvind og usikkerhet rundt rammebetingelsene ført til økt debatt om behovet for havvind i Norge, og flere aktører har allerede trukket seg fra konkurransen på Utsira Nord. Tilbakeholdenheten skjer til tross for at NVE, Statnett og DNV i nye rapporter peker på havvind som avgjørende for å møte fremtidig kraftbehov og holde kraftprisene nede på lengre sikt.

Utviklingen av CO₂-lagre fortsetter på norsk sokkel

En rekke aktører arbeider med å etablere CO₂-lagre på norsk sokkel. Northern Lights, som fikk den første utnyttelsestillatelsen på norsk sokkel, forventer i 2025 å starte injeksjon av CO₂ fra Heidelberg Materials sin sementfabrikk i Brevik. De øvrige tillatelsene på sokkelen har som ambisjon å starte injeksjon etter 2030. Dersom alle tildelte tillatelser for CO₂-lagring starter CO₂-injeksjon i tråd med tidsplanene, vil de oppnå et samlet injeksjonskapasitetspotensial på om lag 25 Mt CO₂ per år i 2030 og om lag 100 Mt CO₂ per år i 2035. Det er imidlertid usikkerhet forbundet med om alle prosjektene realiseres.

Betydelig potensial for kunnskaps- og teknologioverføring fra olje- og gassindustrien til leting og utvinning av havbunnsmineraler.

Havbunnen i norske farvann inneholder flere mineraler og metaller som ansees som strategisk viktige for samfunnsbygging, industri, teknologiutvikling og energiomstilling. I april 2024 vedtok regjeringen å åpne et område i Norskehavet og Grønlandshavet for mineralvirksomhet, og i juni ble forslag til utlysningsområder for en første konsesjonsrunde sendt på høring, med mål om tildeling av de første tillatelsene i første halvår av 2025. Den statlige kartleggingen av de aktuelle områdene er videreført, men det er foreløpig forsinkelser i selve konsesjonsprosessen.

Det er et betydelig potensial for kunnskaps- og teknologioverføring fra olje- og gassindustrien til leting og utvinning av havbunnsmineraler. Samtidig er det et behov for mer forskning og utredninger gjennom hele verdikjeden, fra geologiske undersøkelser, mulige miljøvirkninger til effektiv og bærekraftig utvinning. Myndighetene har god framdrift i etablering av nødvendige forskrifter for å sikre en forsvarlig gjennomføring av virksomheten, men det gjenstår et betydelig arbeid med deler av regelverket. Forutsigbarhet er helt nødvendig og det er viktig at myndighetene tilrettelegger for virksomheten i et lengre perspektiv enn i undersøkelses- og datainnsamlingsfasen.

Norge opprettholder sin posisjon som en pålitelig leverandør av gass til Europa, men utviklingen innenfor lav- og nullutslippsverdikjeder går noe saktere enn forventet



1

BAKGRUNN

Olje- og gassindustrien er Norges største næring og klimaomstilling i sektoren er viktig for å bidra til nasjonale klimaambisjoner og sikre langsiktige arbeidsplasser og energileveranser fra sokkelen. KonKrafts årlige statusrapporter følger opp olje- og gassindustriens arbeid med å kutte utslipp og bidrar til samarbeid og ansvarliggjøring av aktørene på sokkelen for å nå bransjens klimamål. Siste års utvikling i internasjonal politikk, med økt geopolitisk spenning og uforutsigbarhet og økte kostnader i leverandørkjeden for olje, gass og fornybar energi, påvirker energimarkedene og forutsetningene for sokkelen som energileverandør. Like fullt opprettholder Norge sin posisjon som en pålitelig leverandør av gass til Europa, mens utviklingen innenfor lav- og nullutslippsverdikjeder går noe saktere enn forventet.

1.1 Rekordår for gassleveranser til et Europa med fokus på energisikkerhet

Norsk sokkel fortsatte i 2024 å levere et høyt produksjonsnivå på anslagsvis 241,2 millioner Sm³ o.e., en økning på nesten 8 millioner Sm³ o.e. sammenlignet med 2023². Norge opprettholder sin posisjon som en sikker leverandør av gass til Europa og har aldri før eksportert så mye gass. For at Norge skal kunne fortsette å opprettholde leveransene vil videre leting og utvikling av funn være nødvendig for å unngå en raskt dalende produksjon fra eksisterende

felt. I 2024 var produksjonen av olje lavere ettersom produksjonen fra eksisterende felt er avtakende og få nye felt kom i produksjon.

De siste årene har geopolitisk uforutsigbarhet og økt internasjonal spenning påvirket europeiske energiverdikjeder. Bortfall og utfasing av russiske gassleveranser, sårbarhet overfor autoritære og/eller ustabile stater som dominerer forsyningskjedene, høye energipriser og sabotasje mot energi-infrastruktur har gjort forsyningsikkerhet og samarbeid om beredskap i energibransjen stadig viktigere.

2 Norsk petroleum (sett 31.03.2025), [Produksjonsprognoser](#).

Europakommisjonen lanserte våren 2025 et veikart mot fullstendig utfasing av russiske gassleveranser som også adresserer risiko knyttet til forsyningssikkerhet, behov for regulerbar kraft og markedsstabilitet. Russiske gassleveranser utgjorde 20 prosent av EUs totale gassimport i 2024 og veikartet legger opp til at alle spot-kontrakter på russisk gass avvikles innen 2025 og holder på ambisjonen om utfasing av all russisk gass innen 2027. Ifølge Eurostat utgjorde norske gassleveranser 46 prosent av EUs rørgassimport i 2024 og vil fremover være avgjørende for å sikre en pålitelig energiforsyning til Europa.³

1.2 Redusert tempo i utvikling av nye lav- og nullutslippsverdikjeder

Samtidig med økt fokus på sikkerhet og kostnadsreduksjoner i energipolitikken, går det for sent i utviklingen av lav- og nullutslippsverdikjeder for å nå målene om omstilling. Utviklingen av det europeiske hydrogenmarkedet er forsinket som følge av usikkerhet knyttet til etterspørsel, uferdige rammeverk og høyere priser sammenlignet med fossile alternativer.

I Norge har tilnærmet alle produksjonsprosjekter for blått hydrogen blitt satt på vent eller falt fra det siste året. KonKraft har invitert norske myndigheter til et samarbeid, delvis med utgangspunkt i det norsk-tyske energipartnerskapet som ble lansert i januar 2023, om en nasjonal satsing på blått hydrogen med ambisjoner om en årlig produksjon på 1 Mt innen 2032 og 2 Mt fra 2035. Forutsetningene for å realisere ambisjonene har ikke kommet på plass.

For å sikre konkurransedyktig og langsiktig forvaltning av olje- og gassressursene på sokkelen vil videre samarbeid mellom myndighetene og bransjen være viktig. Myndighetene inviterte KonKraft i mai 2024 til et energipartnerskap for styrket kraftbalanse, videre utslippskutt og fortsatt høy aktivitet på sokkelen. Energipartnerskapet er en dialogarena mellom KonKraft og myndighetene

som skal sikre videre utvikling av sokkelen samtidig som utslippene kuttes. Norsk sokkel er inne i en avgjørende fase med tanke på investeringer og utvikling av en langsiktig lavutslippsproduksjon og etablering av lav- og nullutslippsverdikjeder. Internasjonalt jobbes det med å utarbeide klimaplaner og -mål for 2035 og 2040, og det er derfor avgjørende at bransjen og myndighetene lykkes med samarbeidet om langsiktig omstilling og konkurranseevne på sokkelen.

1.3 Klimamelding for 2035

Regjeringen la i april 2025 frem en oppdatert klimastrategi, *Klimamelding 2035 – på vei mot lavutslippssamfunnet*. KonKraft er positive til at klimameldingen er tydelig på at hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. Det er viktig for å kunne fortsette å levere energi til Europa – og blir enda viktigere når EU skal fase ut russisk gass innen utgangen av 2027. Klimameldingen peker på at EUs og Storbritannias importbehov for gass på lang sikt sannsynligvis er vesentlig høyere enn framtidig produksjon på norsk kontinentalsokkel. God ressursforvaltning på norsk sokkel vil ikke bare være avgjørende for EUs energisikkerhet, men også gi Norge inntekter og bidra til å sikre sysselsetting og velferd for nåværende og framtidige generasjoner.

KonKraft støtter klimameldingen i at karbonprising fortsatt skal være hovedvirkemiddelet for å redusere utslippene, og legger det til grunn for arbeidet med å halvere utslippene på norsk sokkel i 2030 og videre ned mot nært null i 2050.

3 Eurostat (21.03.2025), [Imports of energy products to the EU down in 2024](#).

1.4 KonKrafts klimastrategi – 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 og nær null i 2050

KonKraft utarbeidet i 2020 klimastrategien «Framtidens energinæring på norsk sokkel – Klimastrategi mot 2030 og 2050». I strategien satte industrien et mål om å redusere utslippene med 40 prosent innen 2030. I etterkant ba Stortinget regjeringen i et anmodningsvedtak om å legge frem en plan sammen med bransjen om å redusere klimagassutslippene med 50 prosent innen 2030. Siden 2021 har KonKraft lagt Stortingets mål til grunn, men presiserte allerede da at de siste 10 prosentpoengene ville være betydelig mer krevende å gjennomføre uten et styrket virkemiddelapparat og at investeringsnivå og tiltakskostnad forventes å være høyere enn for den resterende delen av porteføljen. KonKraft la følgelig til grunn følgende ambisjoner for arbeidet med å kutte utslipp fram mot 2030:

- Olje- og gassindustrien i Norge⁴ skal redusere sine absolutte klimagassutslipp med 50 prosent innen 2030 sammenlignet med 2005, og videre redusere utslippene til nær null i 2050.
- Norsk olje- og gassnæring vil sammen med rederier og riggeiere være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar aktivt til oppnåelse av målet i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske.

I fjorårets statusrapport ble tidslinjen for framskrivingen av utslipp utvidet til 2050. Den langsiktige prognosen er knyttet til operatørselskapenes forventninger om mulig petroleumsaktivitet mot 2050 gitt en langsiktig utvikling (inkludert leting, funn og ny produksjon), og ikke avvikling av aktiviteten på norsk sokkel. I årets rapport har vi oppdatert prognosen for operatørenes forventede mulighetsrom mot 2050.

Prognosen er forbundet med stor usikkerhet og viser behovet for utslippsreducerende tiltak for at olje- og gasssektoren skal nå det langsiktige utslippsmålet om nært nullutslipp i 2050 og vil være et viktig underlag for videre diskusjoner og fastsettelse av milepæler.

I tillegg til målet om å redusere utslippene fra egen virksomhet, har olje- og gassindustrien ambisjoner om å skape en ny og fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel som bidrar til at andre aktører kan redusere sine utslipp. KonKraft-partnerne ønsker derfor å utvikle nye verdikjeder for havvind, hydrogen, CCS og havbunnsmineraler på sokkelen.

De årlige statusrapportene gir et oppdatert bilde av hvordan bransjen ligger an til å nå målene i 2030 og utviklingen av de nye verdikjedene basert på aktørenes planlagte prosjekter. På grunn av den forsinkede markedsutviklingen innen fornybart og lavutslippshydrogen er tilnærmet alle store norske prosjekter for blå hydrogenproduksjon utsatt eller frafalt.

KonKraft-partnerne ønsker å utvikle nye verdikjeder for havvind, hydrogen, CCS og havbunnsmineraler på sokkelen

4 Omfatter utslipp fra virksomheten på norsk sokkel samt gassprosesseringsanleggene på Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Melkøya og Stureterminalen

Norsk olje og gassindustri
har god progresjon mot
målet om 50 prosent
utslippsreduksjon, men
det vil bli krevende å nå
målet i 2030



2

STATUS OG PROGRESJON FOR OFFSHOREVIRKSOMHET OG LANDANLEGG

Analysen våren 2025 viser at norsk olje- og gassindustri har god fremdrift i gjennomføringen av KonKrafts klimastrategi, men at det vil bli krevende å nå målet om 50 prosent utslippsreduksjon i 2030. For at målet skal kunne nås må alle identifiserte og planlagte klimatiltak modnes og gjennomføres i henhold til tidsplanen. I tillegg vil det være behov for ytterligere klimatiltak som i dag ikke er identifisert.

2.1 Reduserte utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel mot 2035

KonKrafts statusrapport for 2025 viser at norsk olje og gassindustri har god progresjon mot målet om 50 prosent utslippsreduksjon, men at det vil bli krevende å nå målet i 2030. I 2005 var utslippene fra olje og gassindustrien på 13,6 Mt CO₂e og for å nå klimamålet må utslippene derfor reduseres til 6,8 Mt CO₂e. Statusrapporten kvantifiserer utslippsreduksjoner på tvers av operatørselskapene, basert på forventet aktivitet fremover og planlagte og identifiserte utslippsreduserende tiltak av ulik modenhet.

I 2024 var utslippene fra offshoreinstallasjoner og landanlegg 11 Mt CO₂e, en nedgang på 0,48 Mt CO₂e sammenlignet med 2023. Til tross for høy produksjon de siste årene og ny årsrekord for gassproduksjon i 2024, fortsetter utslippene på norsk sokkel å falle. Nedgangen fra 2023 skyldes blant annet elektrifisering av Troll Vest, Sleipner og Gina Krog med kraft fra land, samt at Hywind Tampen har hatt sitt første hele år i full drift.

Operatørselskapene og leverandørindustrien jobber til enhver tid med å vurdere hvilke tiltak som er mest kostnadseffektive for å kutte utslipp. En sammenstilling av operatørselskapenes identifiserte og planlagte klimatiltak våren 2025 viser et samlet potensial for utslippsreduksjoner i 2030 på 3,9 Mt CO₂e. Gjennomføres alle tiltakene

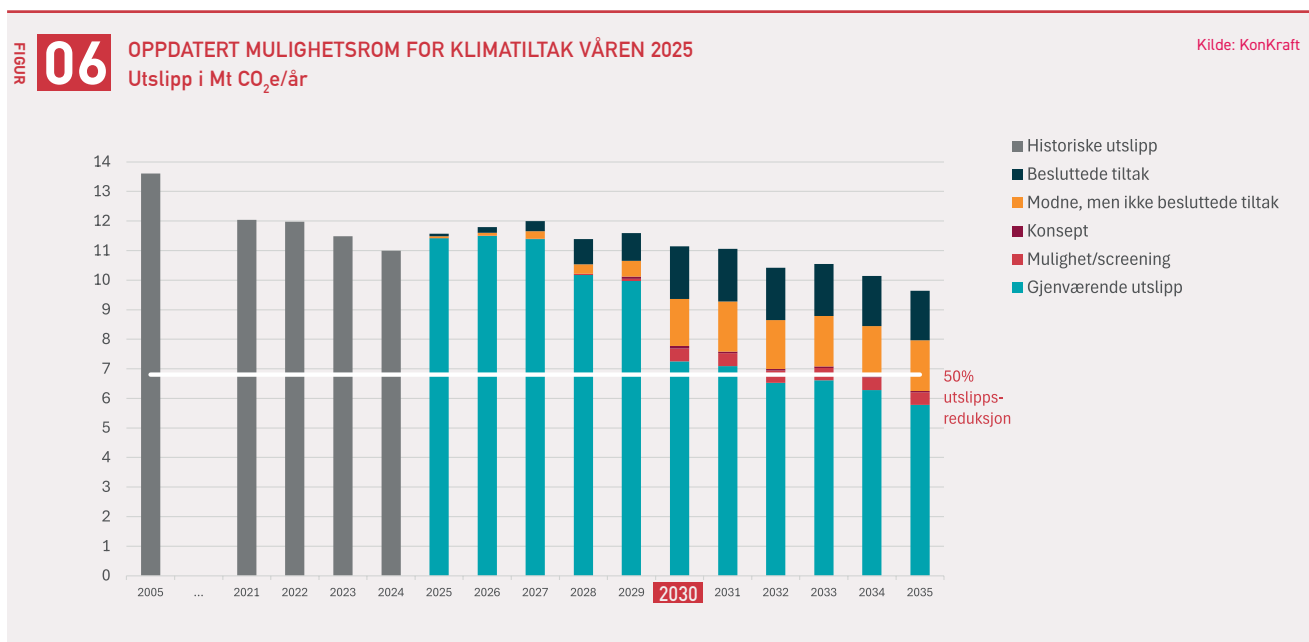
operatørene jobber med, vil det til sammen gi en reduksjon på 47 prosent sammenlignet med 2005. Det oppdaterte mulighetsrommet viser at norsk olje- og gassindustri er godt i gang med å gjennomføre utslippskutt, men flere forhold knyttet til kostnader og leveranser av avgjørende utstyr medfører imidlertid at noen av prosjektene det jobbes med å modne ikke vil komme i drift før 2032. For å klare 50 prosent utslippsreduksjon er det nødvendig at alle innrapporterte tiltak modnes og gjennomføres i henhold til tidsplanen, i tillegg vil det være behov for gjennomføring av ytterligere klimatiltak som i dag ikke er identifisert.

Utviklingen i utslipp og effekten av mulige utslippsreducerende tiltak av ulik modenhet mot 2035 vises i Figur 6. Analysen er basert på en gjennomgang med alle operatørene på norsk sokkel våren 2025 og tar hensyn til selskapenes utslippsprognoser, utslippsreducerende tiltak, planlagte nye felt og avvikling. Tallene omfatter de samlede utslippene fra petroleumsvirksomheten

på norsk sokkel, og de totale utslippene fra olje- og gassprosesseringsanleggene på Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Melkøya og Stureterminalen.

Tiltakene er kategorisert i ulike modenhetsnivåer:

- Besluttete tiltak – Investeringsbeslutningen er tatt, men tiltaket er ikke i drift ennå (de mest modne tiltakene)
- Modne, men ikke besluttete tiltak – De tekniske detaljene avklares og tiltaket nærmer seg investeringsbeslutning
- Konsept – Konseptstudier gjennomføres, og tiltaket nærmer seg en foreløpig beslutning om gjennomføring
- Mulighet/ screening – Muligheter for tiltaket utvikles og vurderes på et grovt nivå (stor usikkerhet)



Figur: Oppdatert mulighetsrom per våren 2025 med framskrivninger for utslipp og estimert effekt av større besluttete klimatiltak og tiltak under vurdering. Framskrivningene inkluderer også planlagte nye feltutbygginger og avvikling, noe som gjør at den totale effekten av utslippsreducerende tiltak i de ulike modenhetsnivåene varierer over tid. (Kilde: KonKraft)

Det er ventet et økt aktivitetsnivå i norsk petroleumsvirksomhet de kommende årene som følge av nye utbygginger. Implementering av besluttede utslippsreducerende tiltak bidrar likevel til at man unngår en økning av utslippene de neste par årene. Fra og med 2028 er utslippene igjen ventet å falle vesentlig når flere store gjenværende klimatiltak settes i drift og får full effekt. I tillegg vil avvikling bidra med utslippsreduksjoner fra 2028.

Store og modne klimatiltak som planlegges å iverksettes innen 2030 inkluderer blant annet:

- Elektrifisering av Njord, som vil gi årlige utslippsreduksjoner på rundt 120 000 tCO₂e per år fra 2027.
- Elektrifisering av Oseberg og Draugen, som vil gi utslippsreduksjoner på rundt 270 000 og 170 000 tCO₂e per år fra 2028.
- Hammerfest LNG vil være klar for elektrifisering i 2028. Nettilknytning er først ventet i 2030 og utslipp vil da reduseres med rundt 840 000 tCO₂e per år.

Årets framskriving viser at det er mulig å kutte utslippene med litt under 60 prosent i 2035 dersom alle identifiserte tiltak, både besluttede og prosjekter under utvikling, gjennomføres etter tidsplanen.

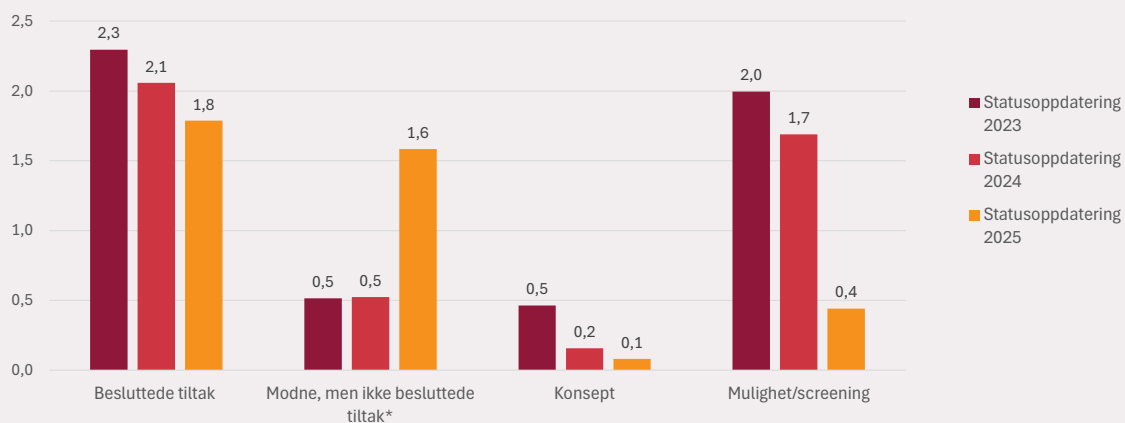
2.1.1 Prosjektporteføljen er modnet videre fra i fjor

Flere store tiltak har i løpet av det siste året beveget seg fra *Mulighet/screening* til *Modne, men ikke besluttede tiltak*. Utviklingen i modenhet er viktig for at prosjektene skal kunne realiseres i tide. Reduksjonspotensialet fra identifiserte tiltak i 2030 fordelt på modenhet, samt endring i modenhet fra tidligere års statusrapporter er illustrert i Figur 7.

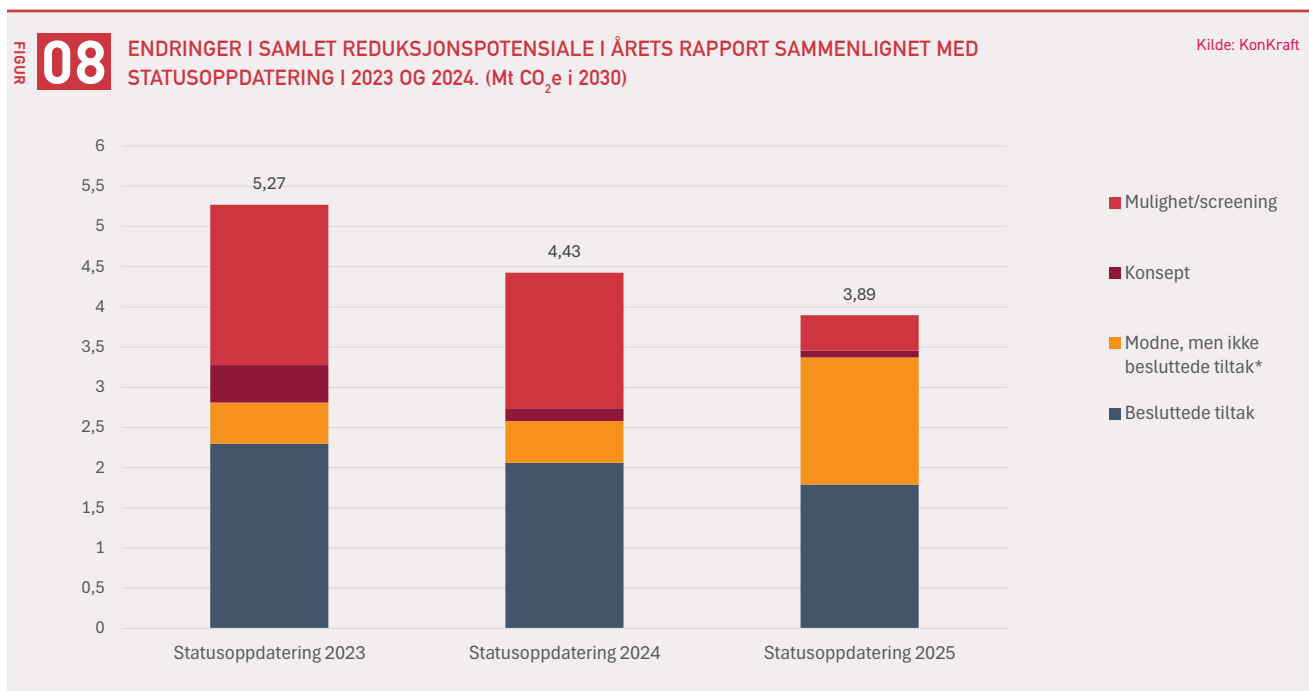
Av det samlede potensialet i prosjektporteføljen utgjør *Besluttede tiltak* ca. 1,8 Mt CO₂e og *Modne, men ikke besluttede tiltak* ca. 1,6 Mt CO₂e. En realisering av kun de besluttede tiltakene vil redusere utslippene fra olje- og gassindustrien med 31 prosent sammenlignet med 2005-nivå, mens en realisering av alle besluttede samt modne tiltak vil gi 43 prosent utslippsreduksjon i 2030. Det er få prosjekter igjen på *Konsept*-stadiet, mens nesten 0,5 Mt CO₂e er fremdeles på et *Mulighet/screening*-stadium. Realisering av *besluttede, modne* og tiltak på *mulighet/screening* representerer et potensiale

FIGUR 07 ENDRINGER I MODENHETSGRAD FOR TILTAKENE I ÅRETS RAPPORT SAMMENLIGNET MED STATUSOPPDATERING I 2023 OG 2024 (Mt CO₂e i 2030)

Kilde: KonKraft



* Langsiktig energieffektiviseringsarbeid er inkludert under prosjektstadiet «Modne, men ikke besluttede tiltak».



Figur: I takt med at 2030 kommer nærmere og klimatiltak implementeres faller det samlede potensialet i prosjektporteføljen. *Langsiktig energieffektiviseringsarbeid er inkludert under prosjektstadiet «Modne, men ikke besluttede tiltak».

for 47 prosent utslippsreduksjon i 2030. For større klimatiltak tar det omtrent seks år å utvikle prosjekter fra mulighetsstudie (DG1) til iverksettelse (DG4). Det er dermed avgjørende at tiltak på mulighet/screening utvikles videre, samt at nye tiltak identifiseres og gjennomføres, for at sektoren skal kunne redusere utslippene med 50 prosent.

I takt med at 2030 nærmer seg, reduseres det samlede potensialet for utslippsreduksjoner i prosjektporteføljen sammenlignet med tidligere år, som vist i Figur 8. Nedgangen skyldes at tiltak går ut av porteføljen etter hvert som de settes i drift og den fremtidige effekten av tiltakene inkluderes som en del av framskrivingen i basisprognosen. Nedgangen kan også tilskrives en reduksjon i forventet effekt fra noen prosjekter og at enkelte, mindre kostnadseffektive prosjekter har falt fra.

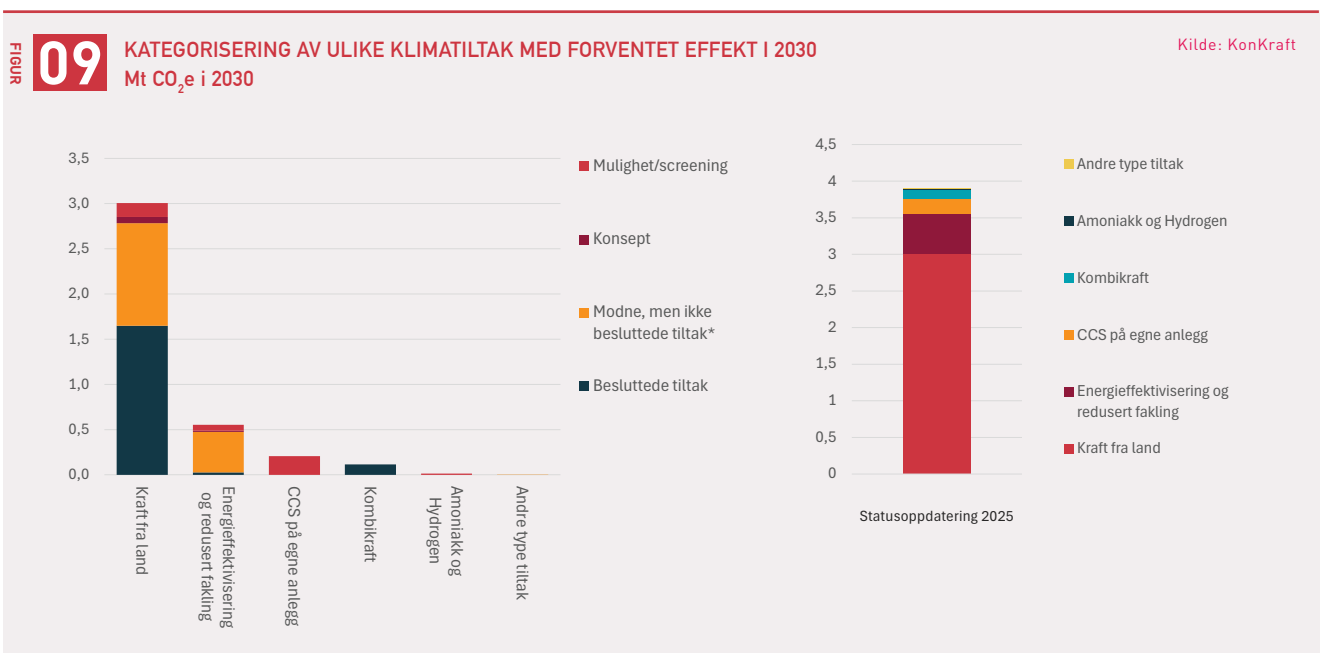
Foruten kraft fra land, er energieffektivisering og redusert fakling de viktigste tiltakene for å redusere utslippene fra olje- og gassindustrien.

2.1.2 Kraft fra land er fremdeles tiltaket med størst potensiale og samtlige vesentlige prosjekter har fått reservert nettkapasitet

Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner med kraft fra land er en nødvendig forutsetning for at sektoren skal nå sine klimamål og Norge skal redusere sine klimagassutslipp. Siden forrige statusoppdatering har samtlige vesentlige planlagte kraft fra land-prosjekter fått reservert nettkapasitet. Bekreftelse på nettkapasitet er en viktig forutsetning for investeringsbeslutninger i prosjektene. Kraft fra land er det tiltaket med størst potensial for å kutte utslipp før og etter 2030, med et samlet reduksjonspotensial på 3 Mt CO₂e i 2030, se Figur 9. Over halvparten av reduksjonspotensialet ligger i prosjekter der selskapene har tatt investeringsbeslutning (*Besluttete tiltak*) og over 90 prosent om man også regner med prosjekter som nærmer seg investeringsbeslutning (*Modne, men ikke besluttete tiltak*). Elektrifiseringsprosjektene som nærmer seg investeringsbeslutning inkluderer områdeløsning for Halten Nord, områdeløsning for Tampen og Balder/Grane og vil maksimalt trenge om lag 2 TWh kraft til sammen. Selv om de gjenværende

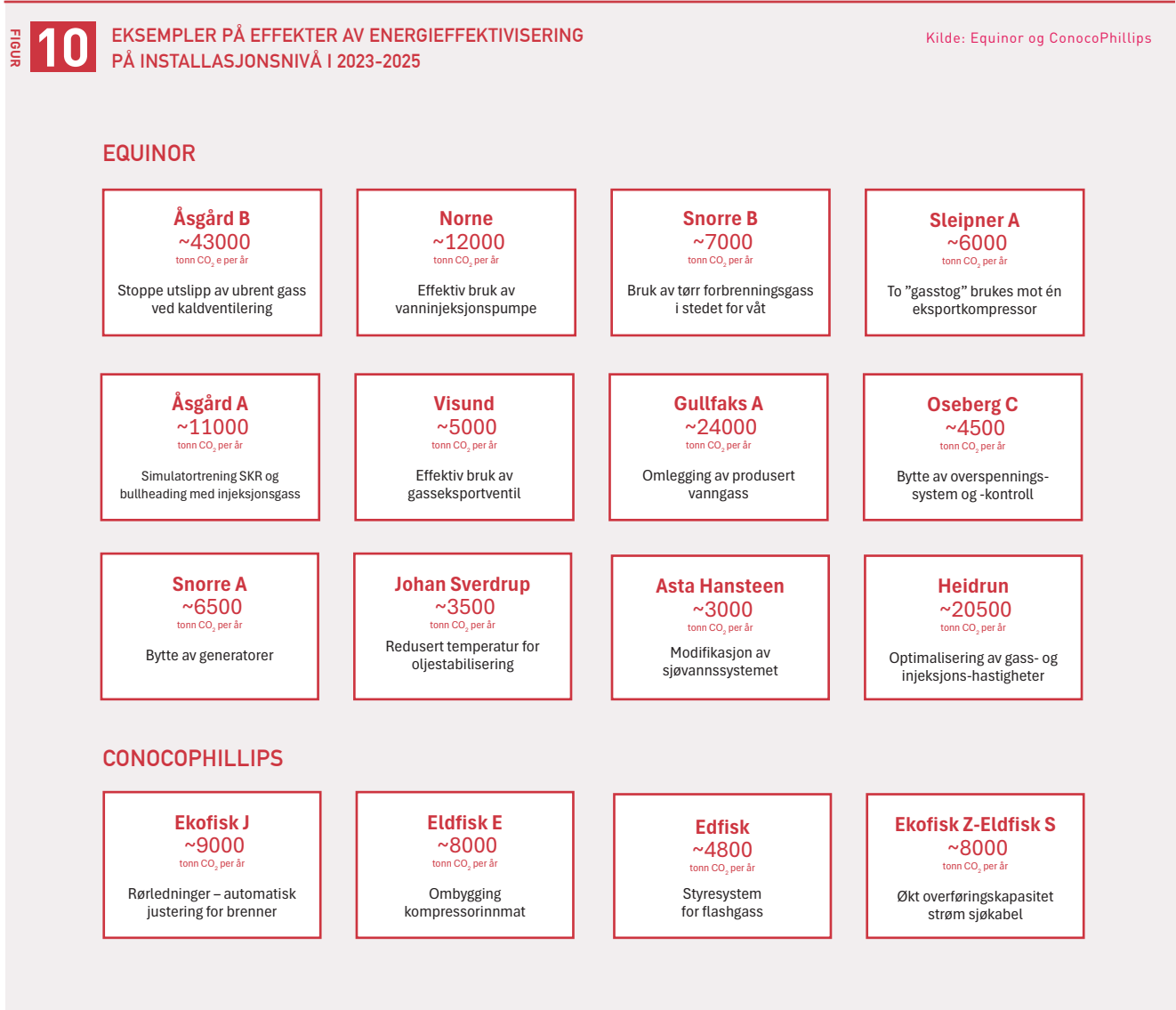
prosjektene nå har fått reservert nettkapasitet, vil en investeringsbeslutning kunne være kostnadsmessig krevende.

Foruten kraft fra land, er energieffektivisering og redusert fakling de viktigste tiltakene for å redusere utslippene fra olje- og gassindustrien. Innen 2030 vil tiltak knyttet til energieffektivisering og redusert fakling samlet kunne gi utslippsreduksjoner på 0,5 Mt CO₂e. Ettersom selskapene kontinuerlig arbeider med å implementere aktuelle og lønnsomme prosjekter med kort tidshorisont, er potensialet trolig enda høyere. I samspill med god energiledelse i drift, påvirker tiltakene selskapenes verdiskaping i form av bedre ressursforvaltning, kostnadsreduksjoner og bedre utnyttelse av turbiner og motorer. Eksempler på effekten fra energieffektiviseringstiltak på installasjonsnivå er vist for flere av Equinor og ConocoPhillips installasjoner i Figur 10. Tiltak for å redusere metanutslipp har også bidratt til kutte klimagassutslippene. Samarbeid og erfaringsoverføring mellom selskapene vil kunne utløse enda flere energieffektiviseringstiltak og utslippsreduksjoner.



Figur: Kategorisering av besluttede klimatilstander og tiltak under vurdering, forventet effekt mot 2030 (Tiltakseffekt Mt CO₂e i 2030).

*Langsiktig energieffektiviseringsarbeid er inkludert under prosjektstadiet «Modne, men ikke besluttete tiltak».



2.1.3 Selskapenes utslippsprognoser blir stadig bedre

Årets utslippsprognose er den femte framskrivingen som er utarbeidet i forbindelse med KonKrafts årlige statusrapporter. En sammenligning av de årlige utslippsprognosene siden 2021 og faktiske utslipp fra petroleumsproduksjon på norsk sokkel er illustrert i Figur 11. Sammenligningen gir innsikt i hvor godt tidligere prognoser har truffet i forhold til faktiske utslipp, og illustrerer hvordan forventningene til fremtidige utslipp har utviklet seg gjennom de siste fem årene.

Tidligere prognoser har gjennomgående vist seg å være for høye på kort sikt. Selskapenes utslippsprognoser blir stadig bedre, da avviket på kort sikt har gradvis blitt redusert. Avviket kan forklares med at operatørselskapene undervurderer effekter knyttet til forsinkelser, ikke planlagte produksjonsstanser eller andre uforutsette hendelser som inntreffer i løpet av året.

Videre viser Figur 11 at identifiserte utslippsreducerende tiltak for å nå 2030-målet stadig skyves nærmere målåret. Utviklingen skyldes blant annet forsinkelser i noen av de store elektrifiseringsprosjektene. Årets prognose indikerer et høyere nivå på utslippene i 2035 med en utslippsreduksjon på litt under 60 prosent, under forutsetning av at alle planlagte og identifiserte prosjekter i porteføljen blir gjennomført.

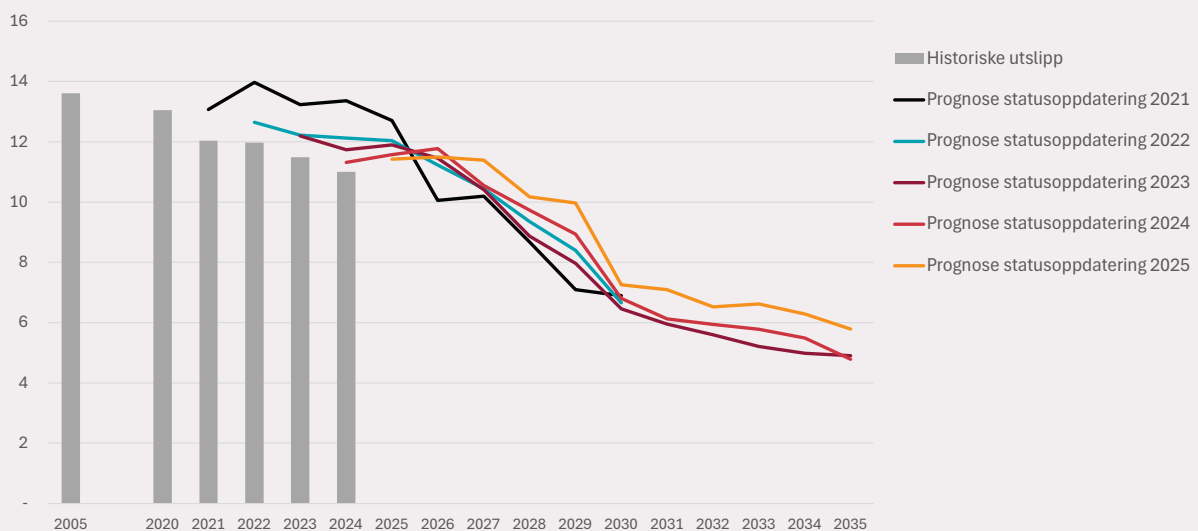
2.1.4 Utslippene fra mobile rigger og enheter fortsetter å gå ned

Målet om 50 prosent utslippsreduksjon fra offshoreinstallasjoner og landanlegg omfatter også utslipp fra mobile rigger og enheter som gjennomfører operasjoner knyttet til offshore installasjoner innenfor kvoteplikten og operatørenes scope 1-utslipp. For at bransjen skal nå utslippsmålet er man også avhengig av utslippskutt knyttet til bruk av mobile rigger for produksjonsboring og leteboring og andre enheter og fartøy til eksempelvis

FIGUR 11

SAMMENLIGNING AV DE ÅRLIGE UTSLIPSPROGNOSENE SIDEN 2021 OG FAKTISKE UTSLIPP FRA NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET (Mt CO₂e)

Kilde: KonKraft



Tiltak fra mobile rigger kan gi betydelige utslippskutt, men utfordres av høye kostnader, manglende teknologisk modenhet og behov for infrastruktur og tilgang på alternative drivstoff



brønnintervensjonsoperasjoner. For å kaste lys på utslippene knyttet til bruk av mobile rigger og enheter, har vi i dette kapittelet sortert ut bidraget fra disse, se Figur 12.

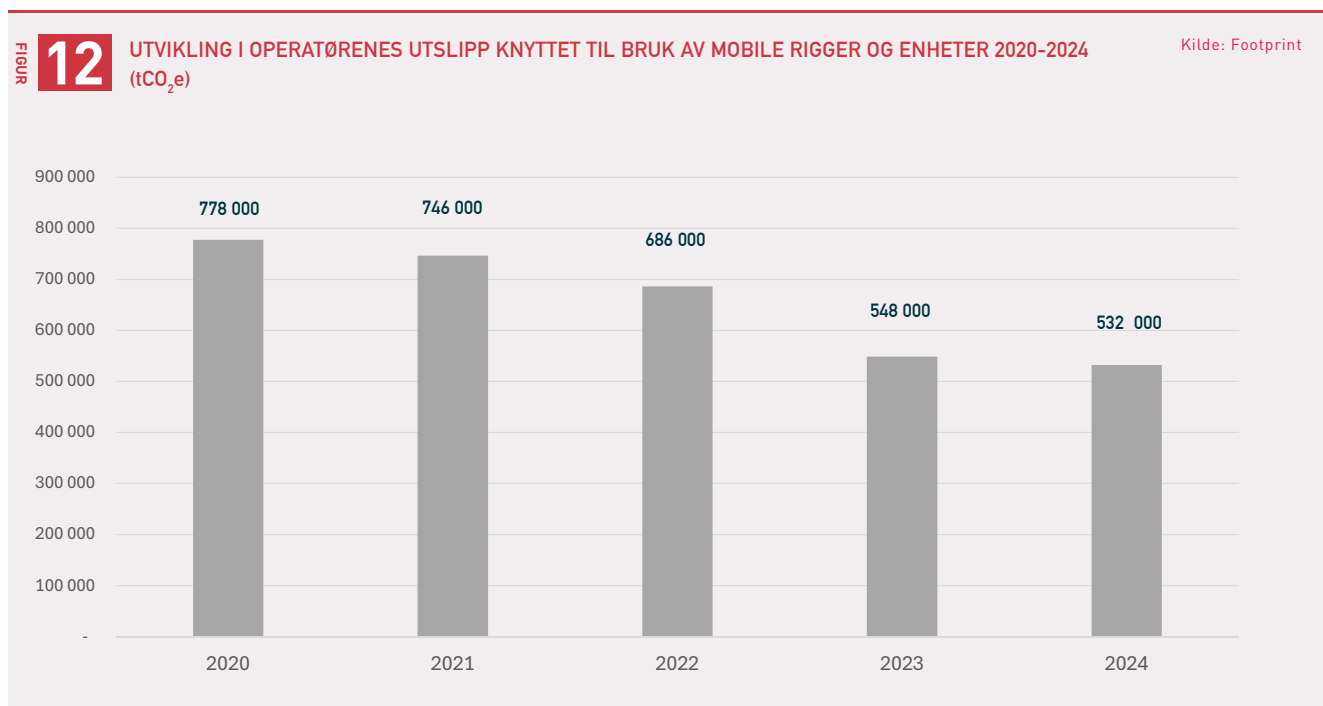
Utslipp knyttet til bruk av mobile rigger og enheter på sokkelen har falt markant de siste årene. Siden det høye nivået i 2020 med utslipp på 0,78 Mt CO₂e, har utslippene falt med over 30 prosent til 0,53 Mt CO₂e i 2024. Utslippene er tett knyttet til aktivitetsnivået på sokkelen og varierer med omfanget av boreaktivitet, både knyttet til produksjons- og letebrønner. Det betyr at utslippene kan variere betydelig fra år til år. Nedgangen siden 2020 kan derfor til dels tilskrives lavere aktivitetsnivå, men energieffektivisering, operasjonelle forbedringer og andre utslipps-reducerende tiltak har også bidratt. Blant annet muliggjør tilkobling til felt med kraft fra land utslippsfri boring. Et eksempel er Martin Linge-feltet, hvor den halvt oppjekkbare innretningen Askepott borer brønner utslippsfritt på grunn av strømtilførsel fra land via plattformen.

Fremover er energieffektiviseringstiltak og overgang til lavutslippsdrivstoff blant de viktigste tiltakene for å kutte utslipp fra mobile rigger, ifølge DNVs rapport med anbefalinger for hvordan Norge kan kombinere målsetningen om nært nullutslipp i 2050 med en fortsatt offensiv videreutvikling av olje- og gassindustrien på norsk sokkel⁵. Tiltakene kan gi betydelige utslippskutt, men utfordres av høye kostnader, manglende teknologisk modenhet og behov for infrastruktur og tilgang på alternative drivstoff.

2.2 Langsiktig utslippsprognose for offshore installasjoner og landanlegg mot 2050

I KonKrafts klimastrategi fra 2020 ble det etablert et langsiktig mål om nært nullutslipp for norsk sokkel innen 2050. Både norske myndigheter og aktørene i næringen er tydelige på at de ønsker å utvikle, ikke avvike aktiviteten på norsk sokkel. Utarbeidelsen av årlige langsiktige prognoser for

5 DNV (2024), [Mot nettonull](#)



Figur: Uttrekket for mobile rigger og enheter fra Footprint-databasen omfatter mobile enheter kategorisert som «Jack-up», «semisub», «drilling rig» og «vessel».

offshore installasjoner og landanlegg mot 2050 viser behovet for langsiktige utslippskutt og er et bidrag til diskusjonen om hva som må til for å oppnå KonKrafts langsiktige målsetning.

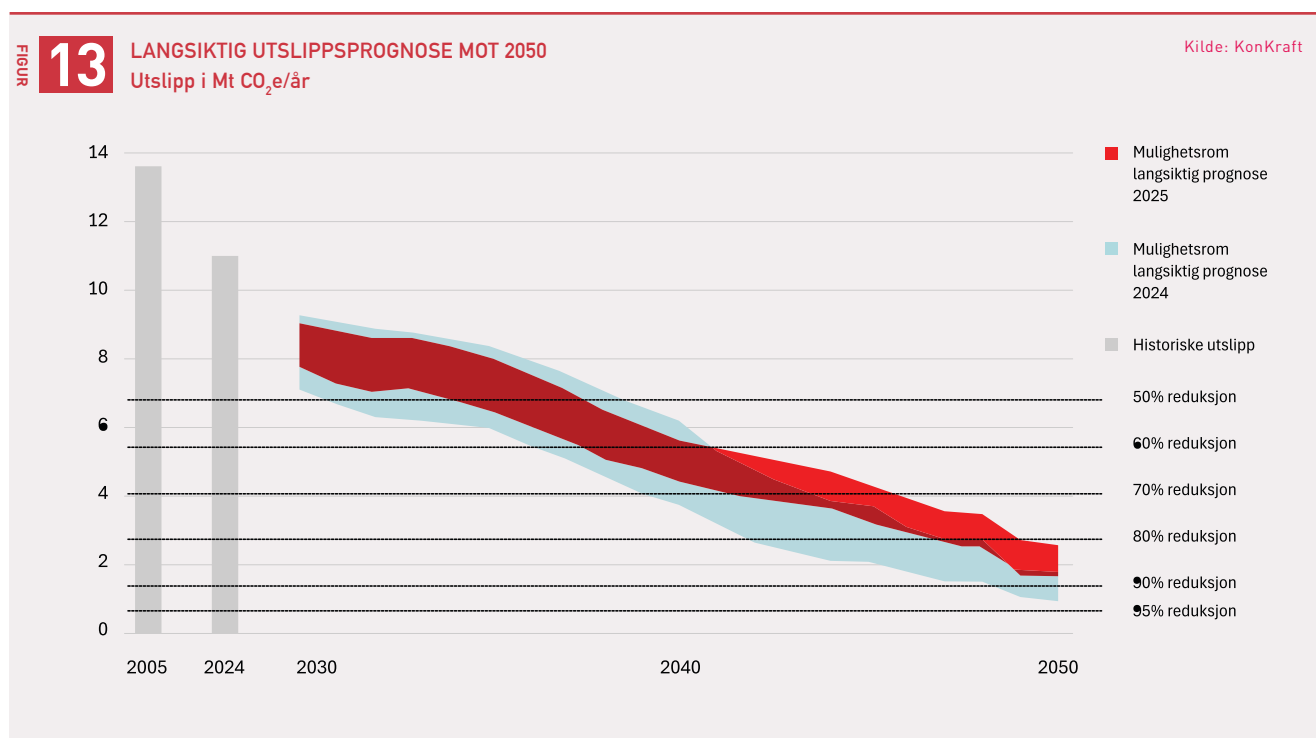
I fjorårets statusrapport ble det for første gang utarbeidet en langsiktig utslippsprognose mot 2050. Formålet er å gi et mer forventningsrett bilde på den langsiktige utviklingen av sokkelen, hvor man i større grad tar høyde for levetidsforlengelser, økt utvinning fra eksisterende felt og nye funn enn det som gis i den kortsiktige prognosen.

For å sammenstille den langsiktige prognosen har operatørselskapene delt sine beste vurderinger av langsiktig aktivitet og utslipp mot 2050, inkludert forventninger til leting, nye funn, økt utvinning og avviking av felt. Det er stor usikkerhet knyttet til prognosen, men den er likevel viktig for å kunne vurdere bransjens omstillingsbehov mot nært nullutslipp i 2050.

2.2.1 Fortsatt satsing på klimatiltak er viktig for betydelige langsiktige utslippsreduksjoner

Den langsiktige prognosen viser våren 2025 at olje- og gassindustrien kan oppnå betydelige utslippsreduksjoner samtidig som målet om videreutvikling av aktiviteten oppretholdes, se Figur 13. Det røde området viser mulighetsrommet i årets prognose, hvor den øvre banen viser utslippsbanen mot 2050 dersom kun allerede besluttede tiltak gjennomføres, mens den nedre banen viser utslippsbanen for norsk sokkel gitt at alle identifiserte klimatiltak gjennomføres. Tilsvarende viser det lyseblå området mulighetssrommet som ble innrapportert i fjor. Til venstre i figuren vises i tillegg utslippene i 2005 og 2024, som henholdsvis referansåret og siste år med innrapporterte utslippsdata.

Årets prognose viser at utslippene kan reduseres med nær 70 prosent innen 2040, noe som er i tråd med anslagene i Stortingets *Klimamelding 2035 – på vei mot lavutslippssamfunnet*. Mot 2050 forventes



Figur: Utslippsprognose for norsk sokkel 2030-2050. Sammenligning av mulighetsrom i prognose fra 2024 og 2025.

utslippsreduksjoner på opp mot 90 prosent dersom alle identifiserte klimatiltak gjennomføres. Som i fjorårets framskriving, er det ventet en betydelig nedgang i utslippene mot 2050. Etter 2040 viser imidlertid årets prognose et høyere utslippsnivå enn fjorårets. Primært skyldes dette levetidsforlengelser kombinert med en antagelse om at flere felt settes i produksjon.

Utslippsbanen med kun besluttede tiltak starter i årets prognose på 9,1 Mt CO₂e i 2030, mens utslippsbanen med alle klimatiltak starter på 7,7 Mt CO₂e. Utslippene i den langsiktige prognosen med alle tiltak er noe høyere enn i den kortsiktige prognosen fordi den inkluderer mindre modne ressursklasser. Avviket mellom den kortsiktige og langsiktige prognosen vokser fra 2030 mot 2035 siden dagens forventning til produksjon fra besluttede eller sannsynlige produksjonsvolumer avtar i den kortsiktige prognosen mens høyere produksjon fra mer usikre ressurser hensyntas i den langsiktige prognosen.

Den langsiktige prognosen tydeliggjør betydningen av å gjennomføre alle identifiserte klimatiltak, samt viktigheten av kontinuerlig arbeid med å identifisere og gjennomføre nye tiltak. Utslippsbanen med kun besluttede tiltak ligger i årets prognose i snitt 1,5 Mt CO₂e per år over utslippsbanen for gjennomføring alle identifiserte tiltak i perioden 2030 - 2050. De kumulative utslippene blir dermed 27 Mt CO₂e høyere i løpet av perioden dersom man bare gjennomfører de tiltakene som allerede er besluttet. Det er viktig å understreke at det er stor usikkerhet forbundet med langsiktige utslippsprognoser blant annet knyttet til fremtidige rammebetingelser og olje- og gasspriser.

2.2.2 Karbonkreditter som et mulig tillegg til direkte utslippskutt

Operatørselskapene investerer i dag betydelige ressurser i tiltak for å nå 2030-målet. Fremover vil selskapene også arbeide mer målrettet for å redusere utslipp mot nær null i 2050. For at norsk petroleumsvirksomhet skal oppnå målet om nært nullutslipp samtidig med et høyt aktivitetsnivå på sokkelen, må det gjennomføres ytterligere klimatiltak. Karbonkreditter kan være et mulig virkemiddel for å kompensere for restutslippene som ikke lar seg kutte.

I løpet av det siste året har det skjedd viktige fremskritt knyttet til arbeidet med å etablere et globalt karbonmarked. Under klimatoppmøtet COP29 ble det oppnådd enighet knyttet til Parisavtalens Artikkel 6, som regulerer globale karbonmarkeder. Artikkel 6.2 definerer reglene for bilaterale og multilaterale karbonhandelsavtaler mellom land, mens Artikkel 6.4 legger grunnlaget for et sentralisert marked for handel med karbonkreditter styrt av FN. Karbonkreditter vil tildeles land og selskaper og kan selges videre i et globalt marked til selskaper som ønsker å kompensere for sine utslipp. Formålet er at det globale markedet skal fremme investeringer i klimatiltak og bidra til at land og selskaper når sine klimamål.

På oppdrag fra, OG21 (den nasjonale teknologi-strategien for olje- og gassvirksomhet), la DNV i 2024 fram en rapport med anbefalinger for hvordan Norge kan kombinere målsetningen om nært nullutslipp i 2050 med en fortsatt offensiv videreutvikling av olje- og gassindustrien på norsk sokkel⁶. Rapporten konkluderer med at klimamålet er oppnåelig gjennom en kombinasjon av eksisterende og ny teknologi. Det understrekes imidlertid at måloppnåelse forutsetter betydelig utbygging av ny kraft, kraftige kostnadsreduksjoner gjennom skalering og standardisering av utslippsreduserende teknologier, samt videre modning av ny teknologi gjennom forskning og utvikling.

DNV adresserer i sin rapport flere utfordringer med håndtering av restutslipp i 2050, og peker på karbonfjerningskreditter som et mulig tillegg til direkte utslippskutt. Rapporten peker på hvordan slike kreditter bør utformes for å fungere effektivt, med særlig vekt på tre hovedpunkter:

■ **Regulatorisk tilpasning:**

For at karbonfjerningskreditter skal kunne anerkjennes som et tillegg til direkte utslippskutt, er det nødvendig med endringer i rammeverk, som blant annet EU ETS. Et felles sertifiseringssystem for karbonfjerning er avgjørende for å sikre troverdighet, enhetlige standarder og verifiserbarhet.

■ **Langsiktig CO₂-lagring og addisjonalitet:**

Teknologier som tilbyr varig lagring av CO₂ bør prioriteres for å sikre reelle og varige utslippskutt. Karbonkreditter må oppfylle krav til addisjonalitet – altså kunne dokumentere at tiltakene ikke ville blitt gjennomført uten støtte fra karbonmarkedet, og at de bidrar med utslippskutt utover det som allerede ligger i nasjonale klimamål.

■ **Målrettede økonomiske insentiver:**

For å skalere opp karbonfjerningsprosjekter er det behov for økonomiske virkemidler som gjør investeringene attraktive. Dette inkluderer skatteinsentiver, auksjonsbaserte støtteordninger og direkte investeringsstøtte som reduserer risiko og gjør det mulig for selskapene å integrere slike prosjekter i sine avkarboniseringsstrategier.

OG21 understreker at måloppnåelse forutsetter betydelig utbygging av ny kraft, kraftige kostnadsreduksjoner gjennom skalering og standardisering av utslippsreduserende teknologier

2.3 Elektrifisering og kraftbehov

2.3.1 Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel

Den oppdaterte prognosen for kraft fra land til norsk sokkel våren 2025 viser en gradvis økning i kraftbehovet fram mot 2029, se Figur 14. I 2030 vil flere store elektrifiseringsprosjekter gi en betydelig økning i kraftbehovet, og prognosen peker på et totalt kraftbehov på 17,9 TWh. Bortfall av flere prosjekter, inkludert videre elektrifisering av Troll, Osberg og Visund, og nedjusteringer i kraftbehovet fra prosjekter med allerede godkjent nettilknytning gir en nedgang på 1,4 TWh i det totale kraftbehovet for 2030 sammenlignet med i fjor. Kraftbehovet fra norsk petroleumsvirksomhet vil være stabilt mellom 2030 og 2032, med et totalt kraftbehov på rundt 18 TWh i 2032. Sammenlignet med kraftprognosen i statusrapporten fra 2022 har det totale kraftbehovet gått ned med omtrent 30 prosent.

I løpet av det siste året er flere elektrifiserte felt satt i drift og flere prosjekter har fått godkjent

nettilknytning. Kraftbehovet fra installasjoner i drift, samt installasjoner som har fått reservert kapasitet er anslått til 17,2 TWh i 2030. For prosjekter som har søkt om tilknytning, men enda ikke fått reservert kapasitet er kraftbehovet i 2030 anslått å være ca. 0,4 TWh, mens det for identifiserte prosjekter, som ikke enda har søkt om nettilknytning er estimert et kraftbehov på 0,3 TWh i 2030.

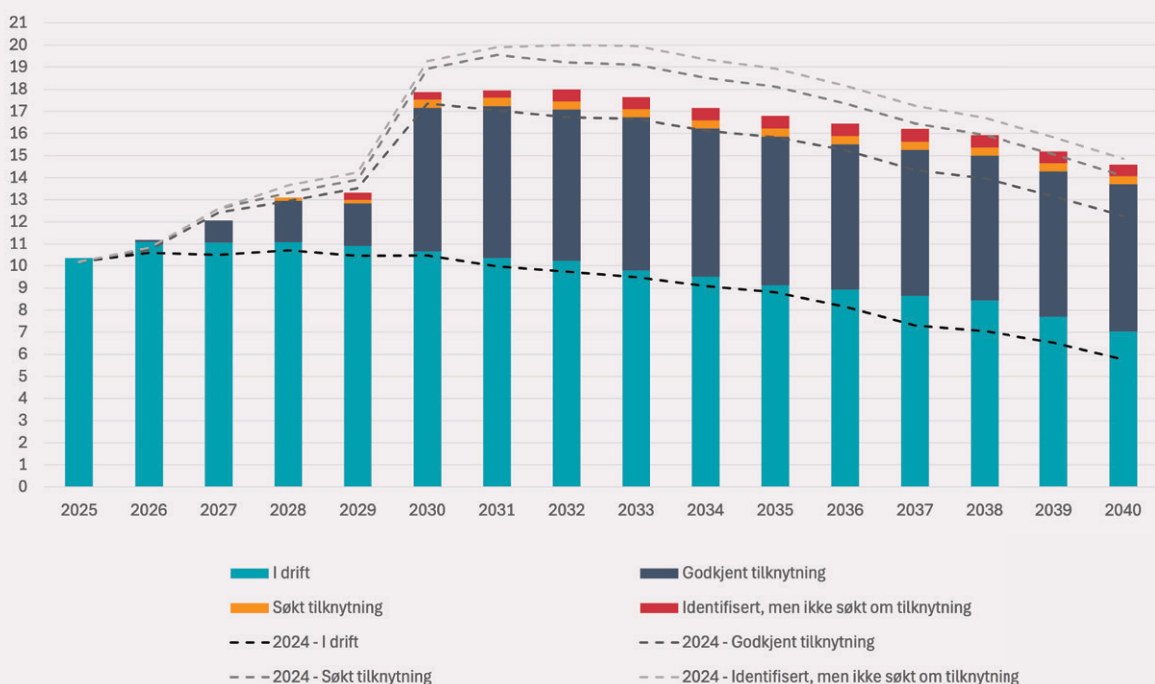
Økningen i kraftbehovet mot 2030 er knyttet til elektrifiseringsprosjekter som skal bidra til å sikre at olje- og gassindustrien kan levere olje og gass med lave produksjonsutslipp og bidra til å nå klimamål. Koblingen mellom større elektrifiseringsprosjekter og utslippsreduksjoner på norsk sokkel er illustrert i Figur 15. I samsvar med kraftprognosen viser figuren at flere prosjekter idriftsettes i perioden 2027-2030. Den store økningen i kraftbehovet i 2030 er knyttet til elektrifiseringen av Tampen, Halten, Balder- Grane, samt elektrifisering av landanlegget på Melkøya.

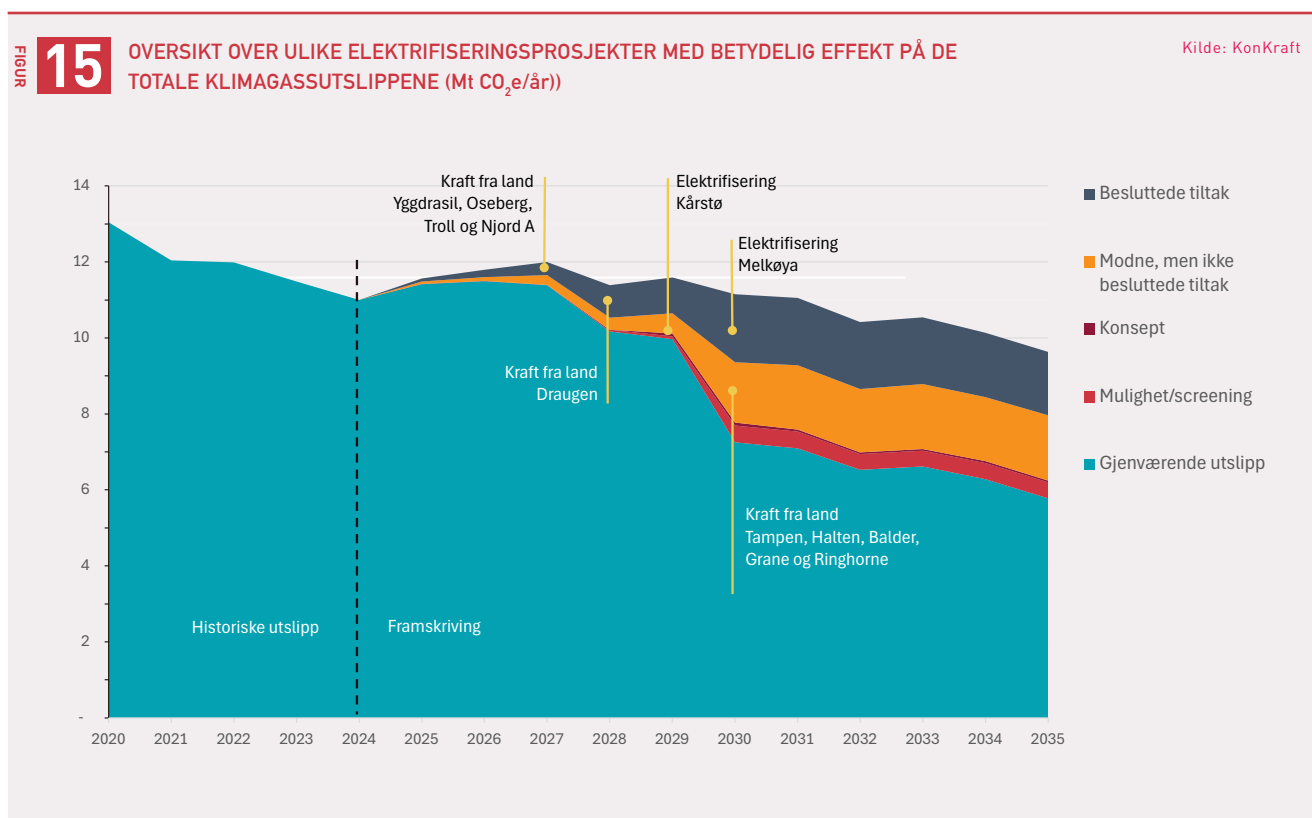
FIGUR

14

PROGNOSE FOR KRAFTBEHOV PÅ NORSK SOKKEL Kraftbehov (TWh)

Kilde: Offshore Norge





2.3.2 Kraftteterspørselen øker i alle sektorer

Elektrifisering på tvers av sektorer, kombinert med ambisjoner om å utvikle nye kraftintensive næringer, bidrar til en betydelig økning i etterspørselen etter ny kraftkapasitet i Norge. En oversikt over forbrukshenvendelser for nettilknytning hos Statnett⁷, fordelt på ulike sektorer, er vist i Figur 16. Olje- og gassindustriens etterspørsel etter nettilknytning er lav sammenlignet med annen industri og tilnærmet hele volumet har fått reservert kapasitet.

Fremover er det ventet et økt kraftforbruk i nesten alle sektorer, se Figur 17. Ifølge Statnetts basisprognose⁸ øker forbruket fra 139 TWh i 2024 til 163 TWh i 2030 og videre til 220 TWh i 2050. For petroleumsvirksomhet anslår Statnett en mer gradvis vekst i kraftteterspørselen enn KonKrafts prognose, med et forventet kraftbehov på 16 TWh i 2030 og opp til 20 TWh i 2035. For andre sektorer forventer Statnett særlig økt forbruk knyttet til

hydrogenproduksjon og datasentre, med en økning fra henholdsvis 0 til 27 TWh og fra 2 til 17 TWh i perioden 2024–2050.

2.3.3 Forutsigbarhet i kraftpolitikken og fortsatt tilgang på kraft fra land er viktig for omstilling av norsk sokkel

Kraft fra land er det viktigste tiltaket for olje- og gassindustrien for å kutte utslipp. Gjennomføring av identifiserte elektrifiseringsprosjekter vil være avgjørende for å nå KonKrafts klimamål. Tilgang på kraft innen rimelig tid vil også være viktig for å sikre dagens investeringer i den langsiktige utviklingen av norsk olje- og gassindustri med lave produksjonsutslipp og etter hvert etablering av lav- og nullutslippsverdikjeder.

Debatten om elektrifisering av sokkelen og hvem som bør få tilgang på kraft er fortsatt pågående i Norge. Flere partier på Stortinget tok

⁷ Statnett (2025) [Statistikk om tilknytningssaker](#)

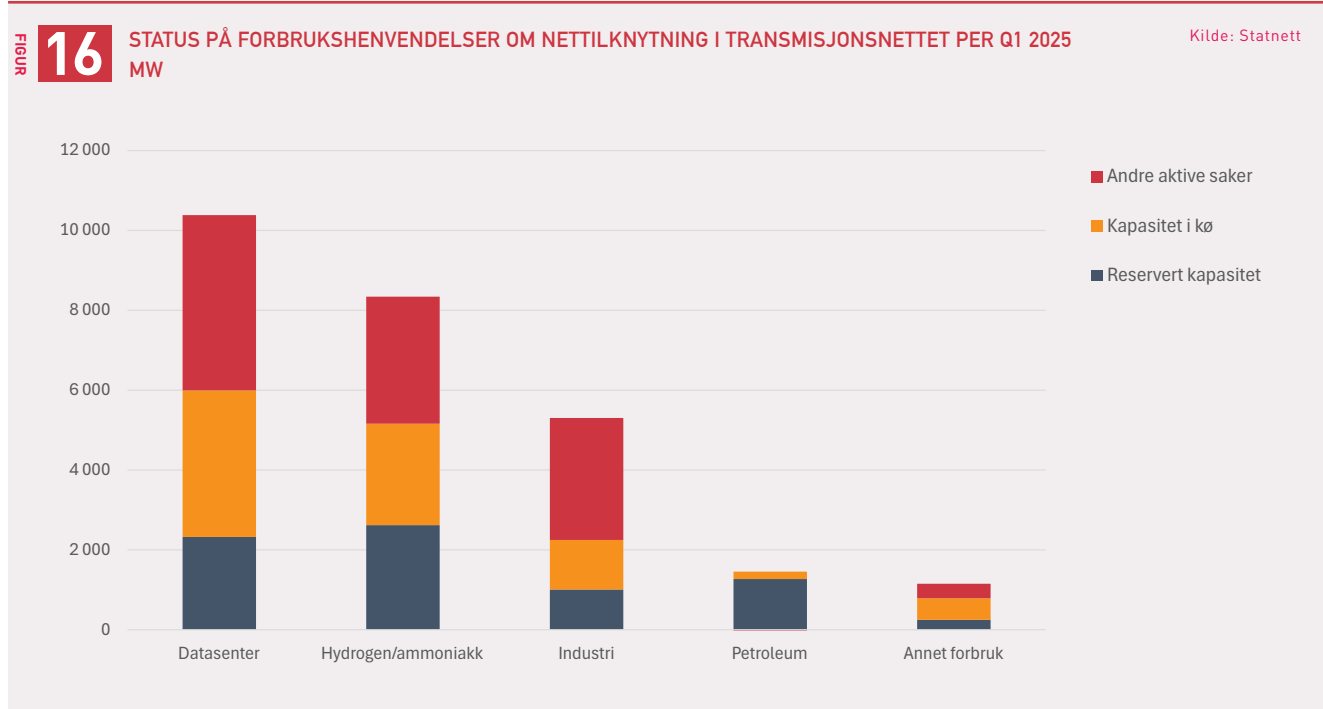
⁸ Statnett (2024), [Statnetts Langsiktige Markedsanalyse](#)

til orde for å reversere forvaltningsvedtaket om elektrifisering av Melkøya. Dette er Norges største klimatiltak, som per mai 2025 er om lag 36 prosent gjennomført. Alle kontrakter er tildelt, omfattende prosjekteringsarbeid er utført og byggearbeidet er startet på alle steder som omfattes av prosjektet. KonKraft mener det er svært bekymringsverdig at det skapes usikkerhet om et lovlig gitt forvaltningstiltak. Det fører også til usikkerhet for planlegging og gjennomføring av de resterende kraft fra land-prosjektene, og øvrige investeringer på sokkelen. Sektoren er avhengig av forutsigbare rammevilkår i klima- og energipolitikken for at selskaper skal kunne investere i videre produksjon og utslippsreducerende tiltak for en langsiktig utvikling av industrien på sokkelen.

I forbindelse med de fleste utbygginger på norsk sokkel på 2000-tallet har myndighetene stilt krav

om at operatørselskapene må vurdere kraft fra land som energiløsning. Det første prosjektet som ble elektrifisert ved oppstart var Troll A i 1996. Bransjen har siden jobbet systematisk med å legge om til elektrifisert drift, noe som har resultert i betydelig teknologiutvikling og utslippsreduksjoner. Stortingets heving av klimamålet for petroleumssektoren fra 40 til 50 prosent i 2020 bidro til å forsterke behovet. Med utgangspunkt i den høye karbonkostnaden på norsk sokkel, både knyttet til EU ETS og den norske CO₂-avgiften, har kraft fra land i mange tilfeller vist seg å være et kostnadseffektivt tiltak. Andre tiltak som havvind og gasskraft med CCS har vist seg å være langt dyrere.

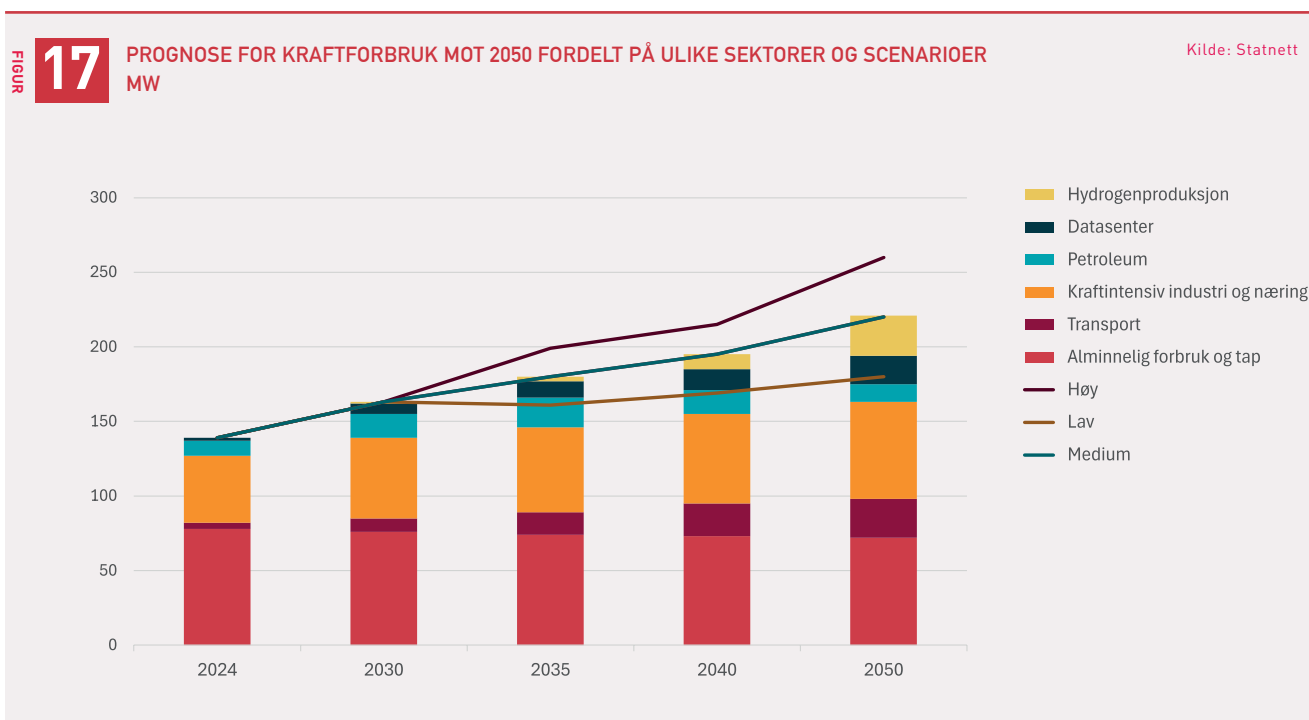
Det har aldri vært noe mål i seg selv å elektrifisere hele sokkelen, men å fjerne utslipp fra knutepunkter på sokkelen som skal produsere i et langtidsperspektiv, handler om å styrke bransjens



Figur: Statistikk over tilknytningssaker fra utvalgte sektorer hos Statnett per Q1 2025. 180 MW til Tampen er inkludert i både Kapasitet i kø og Reservert kapasitet.

framtidige konkurransekraft. Den norske olje- og gassindustrien er en del av det europeiske kvotemarkedet hvor utslippskvotene med dagens reduksjonsfaktor vil gå mot null rundt 2040. Det er derfor ventet at CO₂-kostnadene vil bli høyere framover. Det er viktig at bransjen planlegger for å kutte utslippene så mye som mulig, for å sikre at norske energileveranser har en plass i det europeiske

markedet på lang sikt. Dersom utslippene ikke fjernes fra de installasjonene som skal fortsette å produsere i framtiden, vil selskapene måtte betale en betydelig alternativkostnad gjennom kjøp av europeiske kvoter. Dette er innbetalinger til EU, som reduserer selskapenes inntjening, samt inntektene til Norge.



Figur: Prognose for kraftforbruk mot 2050 fra Statnetts Langsiktige Markedsanalyse.

Det har aldri vært noe mål i seg selv å elektrifisere hele sokkelen, men å fjerne utslipp fra knutepunkter



Årets analyser viser at betydelige
utslippskutt allerede er oppnådd siden 2008
i alle fartøysegmentene med gjennomføring
av en rekke tiltak innen operasjonelle
forbedringer, energieffektiviseringstiltak,
landstrøm og batteri-hybridisering



3

REDUSERTE UTSLIPP FRA MARITIME OPERASJONER

Utslippene fra offshore maritim aktivitet er for 2024 anslått til 1,05 Mt CO₂, som innebærer en nedgang på 6 prosent fra 2023. Særlig for offshore-fartøyene viser årets analyse en utslippsreduksjon, mens aktivitetstimene er på samme nivå som i 2023, noe som tyder på mer effektiv drift og høyere kapasitetsutnyttelse. Antallet landstrømtimer har også økt for offshore-fartøyene siden i fjor og andelen landstrømtimer holder seg stabilt på rundt 60 prosent. For olje- og gass-tankskip er utslippene stabile.

Som en del av KonKrafts klimastrategi ble det vedtatt i 2020 at det skal fastsettes et kvantitativt mål for utslippskutt fra olje- og gassoperatørenes maritime aktiviteter. Dette har Konkraft jobbet videre med i årets klimarapport. VPS sin analyse av klimagassutslipp fra maritim aktivitet knyttet til offshore-operasjoner i norsk økonomisk sone favner bredere enn olje- og gassindustrien. Metoden som benyttes gjør det krevende å avdekke hvilke fartøy som har vært på kontrakt med olje- og gassindustrien og i så fall hvor stor andel av året. Ettersom det pågår arbeid fra myndighetenes side med å utvikle krav rettet mot å redusere olje- og gassindustriens maritime utslipp, er det viktig å tydeligere skille ut disse aktivitetene, fartøyene og utslippene. Til årets rapport er det derfor startet et arbeid med å lage en oversikt over hvilke fartøy operatørselskapene på norsk sokkel har hatt på kontrakt, samt deres utslipp. Årets analyser viser at betydelige utslippskutt allerede er oppnådd siden 2008 i alle fartøysegmentene med gjennomføring av en rekke tiltak innen operasjonelle forbedringer,

energieffektiviseringstiltak, landstrøm og batteri-hybridisering. For videre og større utslippskutt mot 2035 vil bruk av lav- og nullutslippsdrivstoff være særlig viktig fremover.

Hovedpoenget med disse to analysene er å synliggjøre følgende: (i) Fartøy på kontrakt hos operatørene utgjør kun en andel av offshoreaktiviteten i norsk økonomisk sone og (ii) men det er også viktig å også synliggjøre øvrige utslipp i norsk økonomisk sone, dvs. for de skipene som ikke er på kontrakt hos operatørene. For etableringen av et bransjespesifikt kvantitativt klimamål, vil utformingen av de varslede lav- og nullutslippskravene for offshore-fartøy bli viktige. Nærmere avklaring knyttet til myndighetenes innretning av kravene er ventet i løpet av 2025. For KonKraft er det viktig at kravutformingen sees i sammenheng med andre internasjonale krav som treffer offshore maritim virksomhet som EUs MRV-forordning, FuelEU Maritime og IMO.

3.1 Målsetting for utslipp fra maritime operasjoner

Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart har satt mål om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske, hvor den maritime aktiviteten i olje- og gassindustrien inngår. I 2020 lanserte Norges Rederiforbund også egne klimamål, med mål om 50 prosent utslippskutt per enhet innen 2030 målt mot 2008 og om en klimanøytral flåte fra 2050.⁹ Som en del av KonKrafts klimastrategi i 2020 ble det vedtatt at norsk olje- og gassindustri, sammen med rederier og riggeiere, skal være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar til oppnåelse av målet i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 prosent utslippsreduksjon. Regjeringen har også varslet at de vil innføre nasjonale lav- og nullutslippskrav for offshore-fartøy. Myndighetene har ikke tatt endelig stilling til omfang og innretning på kravene, men Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet har fått i oppdrag om å se nærmere på hvordan slike krav kan utformes. For bransjen er det viktig at kravene sees i sammenheng med kravene fra EUs MRV- forordning, FuelEU Maritime og IMO, som skal fases inn de kommende årene.

3.2 Årets rapport inneholder nye analyser og metodiske forbedringer

Metodene for sammenstilling av offshore maritime utslipp i årets rapport er videreutviklet fra i fjor og består av to separate analyser. Analysene skiller seg fra hverandre både med tanke på hvilke fartøy som er inkludert, tidsperiode som inkluderes, kildegrunnlag og metodevalg.

Den første analysen dekker offshore-fartøy og olje- og gasstankere med aktivitet i norsk økonomisk sone. Dette er en oppdatering av analysen som er gjort for KonKraft foregående år, med noen metodiske forbedringer og tall for 2024. Den er ikke avgrenset til olje- og gassindustriens aktivitet, men ser på alle relevante fartøy innenfor et utvalg segmenter som var aktive i norsk økonomisk sone.

Den andre analysen ser i detalj på et utvalg fartøy-segmenter i olje- og gassoperatørenes maritime operasjoner. Analysen inngår i et arbeid med å etablere kvantitative mål for utslippsreduksjoner innen offshore maritim virksomhet i olje- og gassindustrien, med fokus på fartøysegmenter som er på kontrakt med operatørene. Segmentene inkludert i analysen utgjør en betydelig andel av de samlede offshore maritime utslippene og har et operasjonsmønster og kontraktsformer som gir operatørselskapene bedre muligheter til å påvirke valg og gjennomføring av utslippsreduserende tiltak framover.

Analysene illustrerer kompleksiteten i tematikken og viser at å innføre særnasjonale krav ikke er rett frem og understreker viktigheten av at det må sees i sammenheng med krav fra EU og IMO.

Metode, omfang og datagrunnlag for de to analysene er oppsummert i de påfølgende underkapitlene.

3.2.1 Klimagassutslipp for maritim aktivitet knyttet til offshore aktivitet i norsk økonomisk sone

VPS har i likhet med tidligere år fått i oppdrag å estimere CO₂-utslipp fra maritim offshore aktivitet i norsk økonomisk sone for perioden 2019 til 2024. Analysen viser utslippsutviklingen målt mot referanseåret 2008.

De to siste årene er det blitt gjort viktige metodiske forbedringer. For offshore-fartøyene er resultatene nå basert på detaljerte sanntidsdata fra VPS sin programvare, Maress, for analyse av driftsprofil, drivstofforbruk og utslipp, som er installert om bord på fartøyene. Når det gjelder olje- og gasstankere, har DNV gjennomført en separat analyse, som er inkludert i VPS' samlede vurdering.

I 2025-rapporten er det gjort flere metodiske endringer. Sammenlignet med tidligere års analyser er de viktigste endringene:

- Utslipp fra mobile rigger og enheter er flyttet til og beskrevet i kapittel 2 siden de inngår i målet om 50 prosent reduksjon av utslippene fra faste installasjoner og landanlegg.
- DNV har oppdatert metoden for estimering av klimagassutslipp fra olje- og gasstankere til årets rapport. Den oppdaterte metoden får også effekt bakover i tid, slik at utslippstall for olje- og gasstankere er nedjustert for årene 2019-2023.
- VPS har utelatt fartøy som har oppholdt seg mindre enn 24 timer i norsk økonomisk sone i 2024. Det har liten betydning for det samlede utslippsestimatet, men påvirker antall fartøy innenfor de ulike segmentene.

De metodiske endringene øker kvaliteten i tallmaterialet, men gjør samtidig at totaltallene ikke er direkte sammenlignbare med tidligere års rapporter. I årets analyse inngår det nå to hovedsegmenter av fartøy:

- Offshore-fartøy: Forsynings-, ankerhåndterings-, seismikk- og andre offshorefartøy (f.eks. konstruksjons- og dykkerfartøy)
- Olje- og gasstankere: Shuttle-tankere, crude oil-tankere, crude/oil product-tankere, LNG/ CNG/ LPG og kombinerte gass-tankere

I årets rapport er antall offshore-fartøy med direkte rapporterte data omkring 60 prosent. VPS har i tillegg utviklet dataverktøy for å analysere de resterende fartøyene gjennom matching av bevegelsesmønster, skipstype og driftsprofil. Datakvaliteten forbedres kontinuerlig, og enkelte justeringer er gjort i historiske data der oppdaterte tall er tilgjengelige. Kvaliteten på data for perioden 2019–2024 er betydelig bedre enn for referanseåret 2008, der det fortsatt er høyere grad av usikkerhet på grunn av manglende historiske data for utslippsovervåking. Estimater på 1,45 MtCO₂ i 2008 anses likevel fortsatt som det best tilgjengelige anslaget.

3.2.2 Klimagassutslipp fra olje- og gassindustriens maritime kjernesegmenter

Som en del av KonKrafts klimastrategi ble det vedtatt at det skal fastsettes et kvantitativt mål for utslippskutt fra olje- og gassoperatørenes maritime aktiviteter. I fjor ble det nedsatt en arbeidsgruppe sammen med flere av operatørselskapene som har vurdert hvordan et slikt mål kan utformes. Noen første vurderinger og resultater ble delt i fjorårets statusrapport.

Etter videre arbeid det siste året har analysen blitt rettet inn mot fem fartøysegmenter som kjennetegnes av at de utgjør en stor andel av olje- og gassindustriens maritime utslipp, samt at operatørselskapene har bedre mulighet til å påvirke videre utslippsreducerende tiltak. Sentrale vurderinger, metoder, datakilder og foreløpige resultater av dette arbeidet er oppsummert i kapittel 3.4.

3.3 Utslippene går noe ned for offshore-fartøy med aktivitet i norsk økonomisk sone

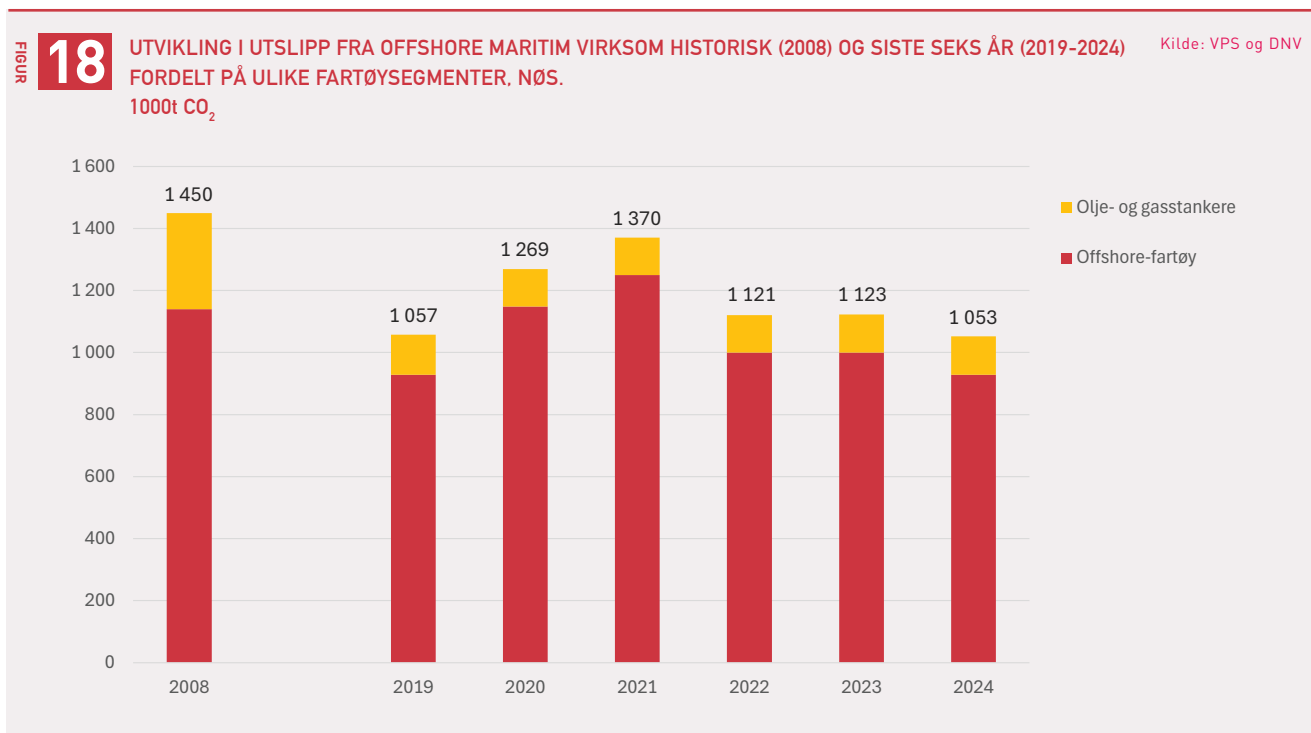
Årets utslippsanalyse av VPS og DNV viser at innenriksutslippene fra maritim offshore aktivitet¹⁰ har gått ned med seks prosent fra 2023 til 2024. Figur 18 viser utviklingen i de samlede utslippene de siste årene og sammenlignet med 2008 ligger utslippene fra offshore maritim aktivitet nå 27 prosent lavere. I 2024 utgjør offshore-fartøy 88 prosent av de samlede utslippene fra offshore maritim aktivitet, mens olje- og gasstankere står for de resterende 12 prosentene.

Resultatene i dette kapittelet peker på en tydelig trend: Færre fartøy utfører like mye eller mer arbeid enn tidligere, noe som indikerer økt operasjonell effektivitet. Dette kan skyldes redusert tomgangstid og havneopphold, samt forbedret ruteplanlegging og mulige økninger i gjennomsnittshastighet.

Figur 19 viser utviklingen i innenriks utslipp i norsk økonomisk sone (NØS) fra de ulike fartøyssegmentene i perioden 2019-2024. Nedgangen i de totale utslippene på seks prosent fra 2023 til 2024 er i hovedsak drevet av utslippsnedgang for offshore-fartøyene som vist i figuren under. Utslippene fra olje- og gasstankere har vært relativt stabile de siste seks årene, mens utslippene fra offshore-fartøyene har vist en jevn nedgang i samme periode, inkludert det siste året.

Offshore-fartøyene stod for 88 prosent av de samlede utslippene fra offshore maritim sektor i 2024. Fartøyssegmentet består av forskjellige fartøy med svært ulike oppdrag og driftsprofiler. Detaljerte brukerdata fra VPS gir økt innsikt i utslipp og aktivitet. Utslippene fra offshore-fartøy kan brytes ned i tre undergrupper:

¹⁰ Innenriks maritime aktiviteter knyttet til norsk olje- og gassindustri er definert som trafikk mellom norske havner og/eller offshoreinstallasjoner på norsk sokkel. Det inkluderer dermed seilinger mellom havner i Norge, mellom offshoreinstallasjoner, mellom havner og offshoreinstallasjoner, samt opphold i havn eller ved offshoreinstallasjoner.

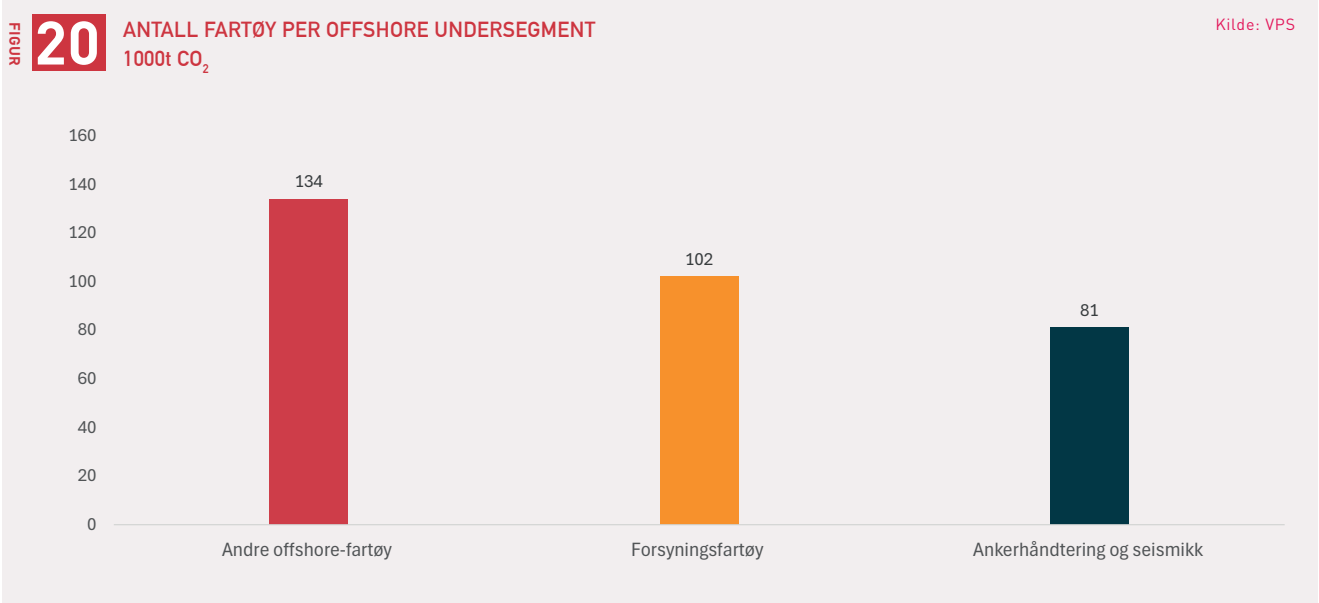
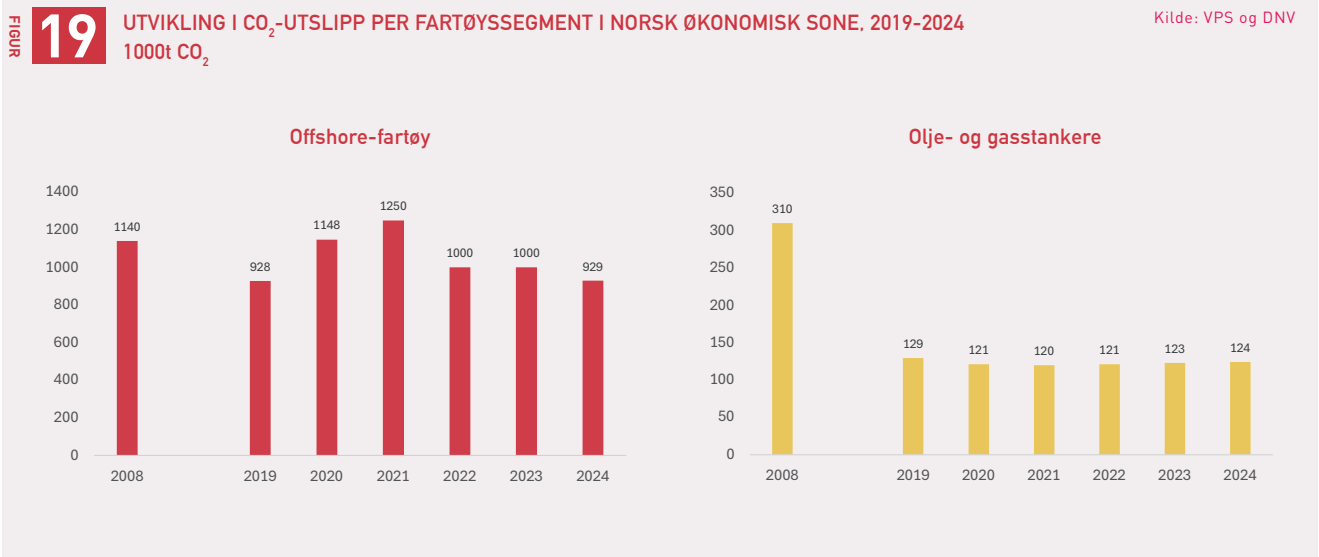


- Forsyningsfartøy (PSVer)
- Ankerhåndterings- og seismikkfartøy
- Andre offshore-fartøy, inkludert konstruksjons-, støtte-, beredskaps-, kabelleggings- og brønnintervensjonsfartøy.

Figur 20 viser fordelingen av de 317 offshore-fartøyene som var aktive innenriks i norsk økonomisk sone i 2024.

Av disse var 134 klassifisert som andre offshore-fartøy, 102 som forsyningsfartøy, og 81 som ankerhåndterings- og seismikkfartøy.

I 2024 gjennomførte offshore-fartøyene totalt 1,28 millioner aktivitetstimer, og genererte om lag 930 000 tonn CO₂. Aktivitetstimene er på samme nivå som i 2023, men utslippene er redusert, noe som tyder på mer effektiv drift og høyere kapasitetsutnyttelse.



Figur 21 viser fordelingen av aktivitetstimer og utslipp per fartøyskategori. Forsyningsfartøyene stod for den høyeste andelen CO₂-utslipp, noe som henger sammen med en høy andel aktivitetstimer. Andre offshore-fartøy stod for omtrent en tredjedel av både utslipp og aktivitetstimer, mens ankerhåndterings- og seismikkfartøy utgjorde en fjerdedel av utslippene og rundt en femtedel av aktivitetstimene.

3.3.1 Økt bruk av landstrøm bidrar til utslippskutt fra offshore-fartøyene

Bruk av landstrøm blant offshore-fartøy har økt markant de siste årene. Figur 22 viser utviklingen i bruken av landstrøm som andel av totaltid i havn for denne fartøygruppen. Utviklingen siden 2019 har vært formidabel, med en økning i landstrømbruken for offshore-flåten fra kun 10 000 timer i 2019 til 225

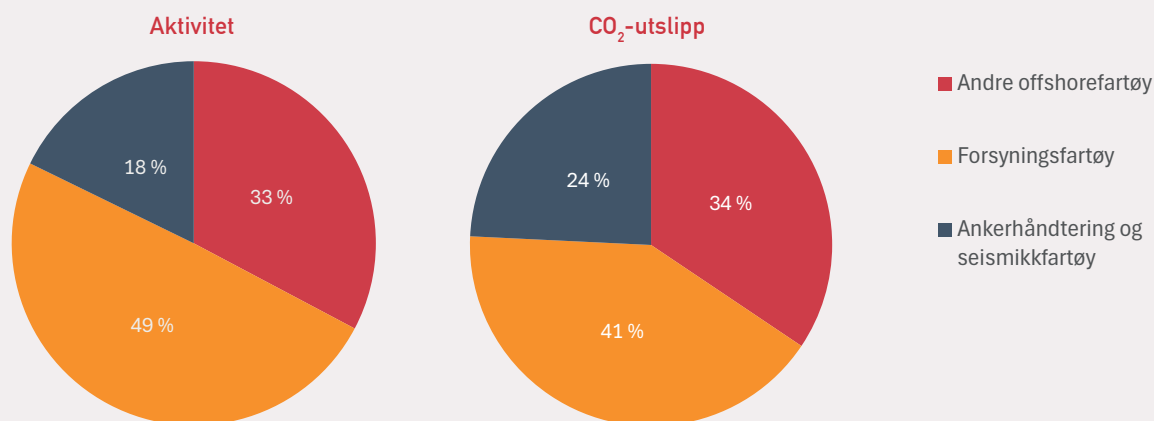
000 timer i 2024. Det siste året har det totale antallet timer offshore-fartøy tilbringer i havn økt moderat, fra 351 000 timer i 2023 til 383 000 timer i 2024. Fra 2023 har andelen landstrømtimer holdt seg relativt stabil og VPS anslår at utnyttelsen av landstrøm er på 59 prosent av timene fartøyene tilbringer i havn.

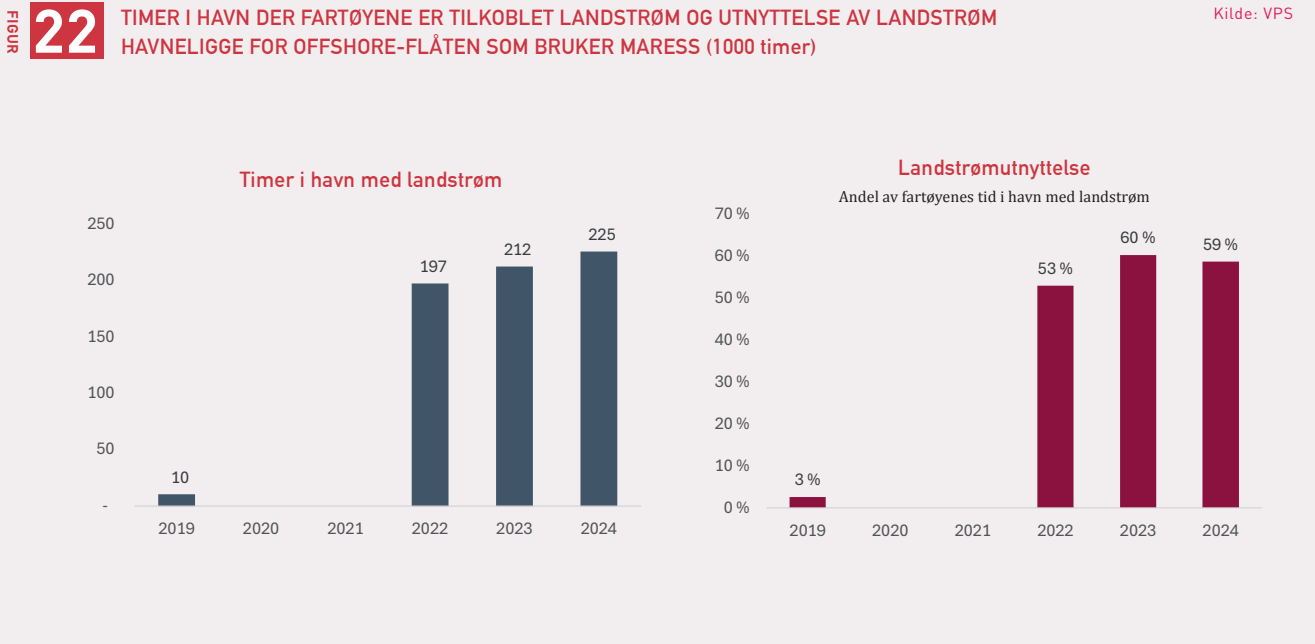
Flere rederier uttrykker et sterkt ønske om å benytte landstrøm der det er tilgjengelig, noe som peker på et betydelig potensial for økt bruk. Videre utbygging av landstrømsanlegg på offshore-baser og alternative kaianlegg vil være avgjørende for å øke bruken av landstrøm og realisere dette utslippsreduksjonspotensialet. Samtidig vil standardiserte og effektive oppkoblingsrutiner, kombinert med operasjonell stabilitet, bidra til ytterligere økt bruk i årene fremover.

FIGUR 21

FORDELING AV AKTIVITETSTIMER OG CO₂-UTSLIPP PER FARTØYSKATEGORI INNENFOR OFFSHORE-FARTØY.

Kilde: VPS





3.4 Ny prognose for maritime kjernesegmenter i olje- og gassindustrien

3.4.1 Bakgrunn og status for arbeidet med offshore maritime klimamål

I KonKrafts klimastrategi fra 2020 forpliktet olje- og gassindustrien seg, sammen med redere og riggeiere, til å støtte regjeringens mål om 50 prosent utslippskutt i innenriks sjøfart og fiske innen 2030. Som en oppfølging ble det besluttet å etablere egne, bransjespesifikke og kvantitative mål for offshore maritime utslipp knyttet til norsk petroleumsvirksomhet. For å videreutvikle dette arbeidet, ble det i 2024 nedsatt en arbeidsgruppe med representanter fra flere av de største operatørene på norsk sokkel med ekspertise innenfor maritime operasjoner, logistikk og klimarapportering. Gruppen har avklart avgrensning og metodikk for målarbeidet, samlet inn relevante data fra både egne selskaper, andre operatører og leteoperatører og den vil videre jobbe med en maritim målsetning i året som kommer.

Et godt forankret og etterprøvbart mål er viktig både for å styrke næringens eget klimaarbeid og for å synliggjøre overfor myndigheter og øvrige interessenter hvordan bransjen jobber systematisk og målrettet med utslippsreduksjoner. Det er viktig at målvurderingene sees i sammenheng med varslede norske lav- og nullutslippskrav til offshore-fartøy, FuelEU Maritime og IMOs klimakrav.

Med utgangspunkt i KonKrafts overordnede mål om 50 prosent utslippskutt innen 2030, er det utarbeidet utslippsprognoser mot både 2030 og 2035. Arbeidet har omfattet kartlegging og kvalitetssikring av historiske utslipp, utvikling av en basisprognose uten ytterligere klimatiltak, samt vurdering av potensialet for utslippsreduksjoner i samme periode. Før arbeidet kan ferdigstilles, gjenstår kvalitetssikring med supplering av data og metodiske forbedringer. Prognosene vil være viktig i det videre arbeidet for å redusere maritime utslipp på norsk sokkel.

3.4.2 Omfattende nybrottsarbeid for konsistent og etterprøvable metodikk for maritime utslipp fra olje- og gassindustrien

Per i dag mangler det gode oversikter og statistikk for offshore maritime utslipp fordi ulike aktører tar utgangspunkt i forskjellige geografiske områder, skipstyper og data- og metodebruk. I tillegg kategoriseres skip ulikt, noe som gjør det utfordrende å sammenligne arbeider på tvers. Operatørselskapene har størst mulighet til å påvirke utslipp fra fartøy som er på lengre kontrakter og som har norsk sokkel som sitt sentrale virkeområde. For å etablere et tilstrekkelig datagrunnlag har det vært nødvendig å innhente eller estimere data fra operatørene på norsk sokkel.

Offshore maritim aktivitet knyttet til olje- og gassindustrien omfatter mange ulike fartøyskategorier og operasjoner, med stor variasjon i kontraktsformer, varighet og påvirkningsmulighet. Arbeidsgruppen til olje- og gassoperatørene har derfor valgt å konsentrere seg om fem hovedsegmenter som både representerer vesentlige

utslippskilder og hvor operatørselskapene har bedre mulighet til å påvirke implementeringen av klimatiltak og utslippsutviklingen fremover.

År 2008 ble valgt som referanseår for utslippsreduksjoner da klimastrategien ble etablert i 2020. Året ble valgt basert på tilgjengelig datakvalitet og sammenfall med IMO sitt referanseår for maritime klimamål. Utslippsdata er samlet inn gjennom en bottom-up-tilnærming, der operatørselskaper har rapportert historiske data og aktivitetsbaserte prognoser. Der datagrunnlaget har vært mangelfullt, er det supplert med antakelser og oppskaleringsmetoder for å etablere et mest mulig representativt bilde av utslippene.

Analysen har fokusert på forsyningsfartøy, beredskapsfartøy, IMR-fartøy¹¹ og ankerhåndteringsfartøy – heretter omtalt som kjernesegmentene. Seismikksegmentet er foreløpig holdt utenfor analysen fordi det foreligger mindre tilgjengelige data, noe som medfører større usikkerhet. Arbeidsgruppen vil jobbe videre med seismikksegmentet for å styrke datagrunnlaget for fartøyskategorien.

11 IMR står for Inspection, Maintenance and Repair.



3.4.3 Offshore-fartøy på kontrakt med operatørselskapene

VPS sin analyse av klimagassutslipp fra maritim aktivitet knyttet til offshore-operasjoner i norsk økonomisk sone favner bredere enn olje- og gassindustrien. Metoden som benyttes gjør det også krevende å avdekke hvilke fartøy som har vært på kontrakt på olje- og gassindustrien og i så fall hvor stor andel av året.

Ettersom det pågår arbeid fra myndighetenes side med å utvikle krav rettet mot å redusere olje- og gassindustriens maritime utslipp, er det viktig å tydeligere skille ut disse aktivitetene, fartøyene og utslippene. Til årets rapport er det derfor startet et arbeid med å lage en oversikt over hvilke fartøy operatørselskapene på norsk sokkel har hatt på kontrakt. Den foreløpige oversikten er basert informasjon fra 11 av de største operatørselskapene

på norsk sokkel. Det er første gang en slik oversikt sammenstilles, og det må tas forbehold om at den ikke er helt komplett, og at et videre arbeid vil kunne forbedre oversikten ytterligere.

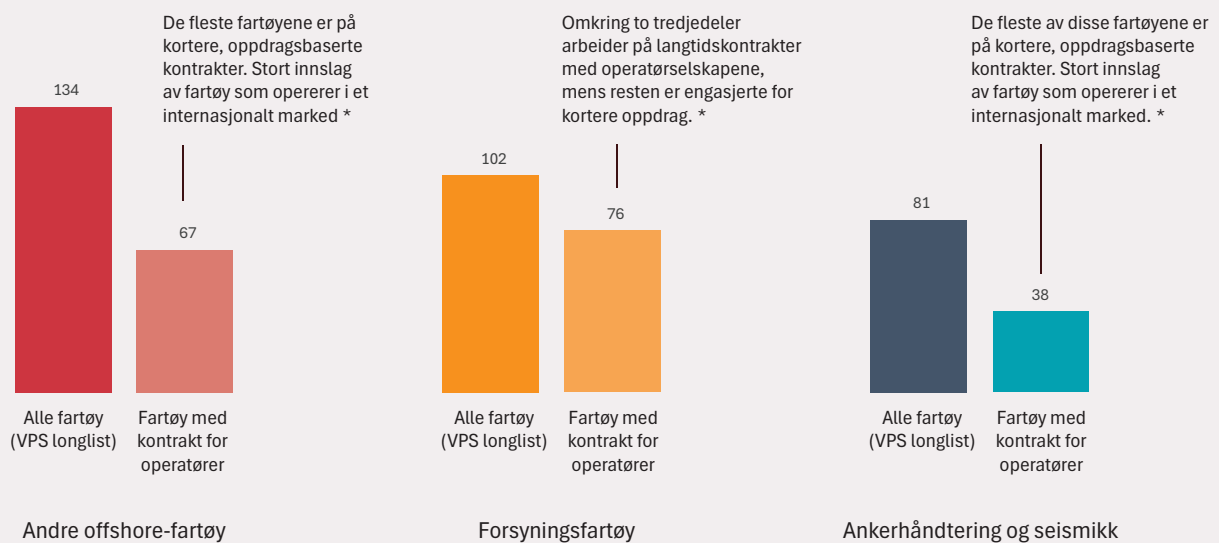
I Figur 23 sammenstilles det samlede antallet fartøy fra VPS sin analyse med antallet fartøy som er bekreftet å ha vært på kontrakt med olje- og gassoperatørene. Den foreløpige oversikten viser at 181 av de samlet 317 fartøyene i VPS sin liste er bekreftet å ha vært på kontrakt i 2024. Av fartøyene som er oppgitt å ha vært på kontrakt, er det også viktig å være oppmerksom på at mange kun vil være innleid på kortere oppdrag og opererer i et internasjonalt marked der de seiler inn og ut av norsk økonomisk sone. Hva slags kontraktsform, operasjonsmønster og binding til norsk sokkel et fartøy har, kan være avgjørende for hvor enkelt det er å få gjennomført utslippsreducerende tiltak.

FIGUR

23

FARTØY PÅ KONTRAKT MED OLJE- OG GASSINDUSTRIEN OPPGITT I VPS SIN LISTE. UTVALGET AV FARTØY ER INNHENTET AV OFFSHORE NORGE.

Kilde: Offshore Norge



*Overordnede anslag basert på innspill fra arbeidsgruppen for maritime utslipp i Offshore Norge

3.4.4 Betydelige utslippskutt er oppnådd innen operatørselskapenes maritime kjernesegmenter

Den innsamlede oversikten over fartøy på kontrakt med operatørselskapene (181 fartøy) favner bredere enn kjernesegmentene det er laget utslippsprognoser for. Kjernesegmentene er avgrenset til utvalgte fartøyssegmenter som brukes jevnlig og tidvis på lengre kontrakter, noe som gjør det enklere for operatørselskapene å påvirke valg om gjennomføring av utslippsreducerende tiltak. Oversikten over fartøy på kontrakt med operatørselskapene omfatter i tillegg andre segmenter som for eksempel prosjektfartøy, som gjerne bare er inne i norsk farvann i et enkelt år i forbindelse med en enkelt operasjon og slik sett er mer krevende å for operatørselskapene å gjennomføre utslippsreducerende tiltak på.

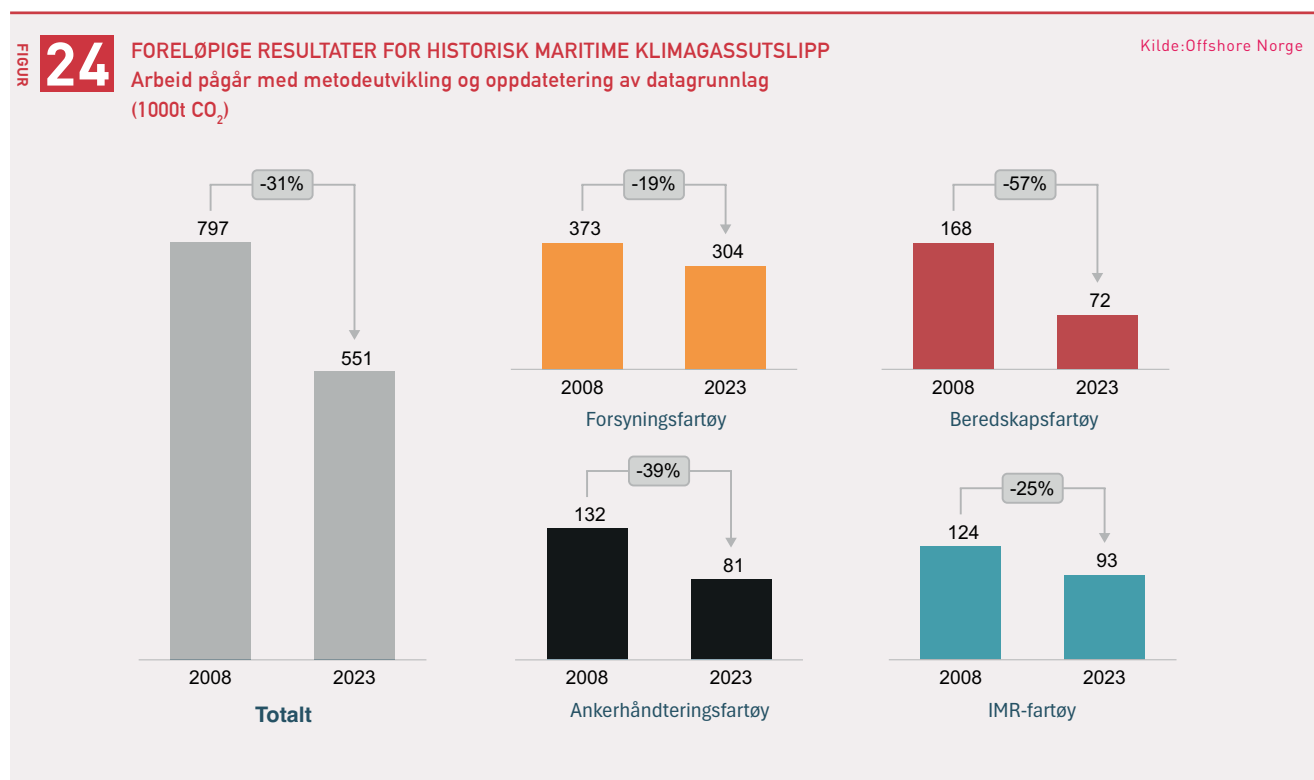
Basert på innsamlede og estimerte data er det anslått at utslippene på tvers av de fire kjernesegmentene¹²

falt med 31 prosent i perioden 2008–2023 (jf. Figur 24). Til sammenligning har det samlede produksjonsvolumet av olje og gass på sokkelen kun falt med 3,7 prosent i samme periode.

Utslippene er redusert i alle fartøyskategoriene, og det er gjennomført en rekke tiltak innen operasjonelle forbedringer, energieffektiviseringstiltak, landstrøm og batteri-hybridisering. Utslippsreduksjonene er særlig store innenfor beredskapsfartøy, hvor de har falt med 57 prosent. Operatørselskapene peker på operasjonelle tiltak, teknologiske forbedringer og logistiksamarbeid som de viktigste årsakene til de store utslippsreduksjonene.

Basisprognosen for offshore maritime utslipp fra de fire kjernesegmentene viser et betydelig utfallsrom i utslippene fra 2023 fram mot 2030 og 2035 avhengig av aktivitetsnivået på sokkelen (se Figur 25). Fremtidig aktivitetsnivå på norsk sokkel vil ha stor betydning for utviklingen av utslipp fra maritime

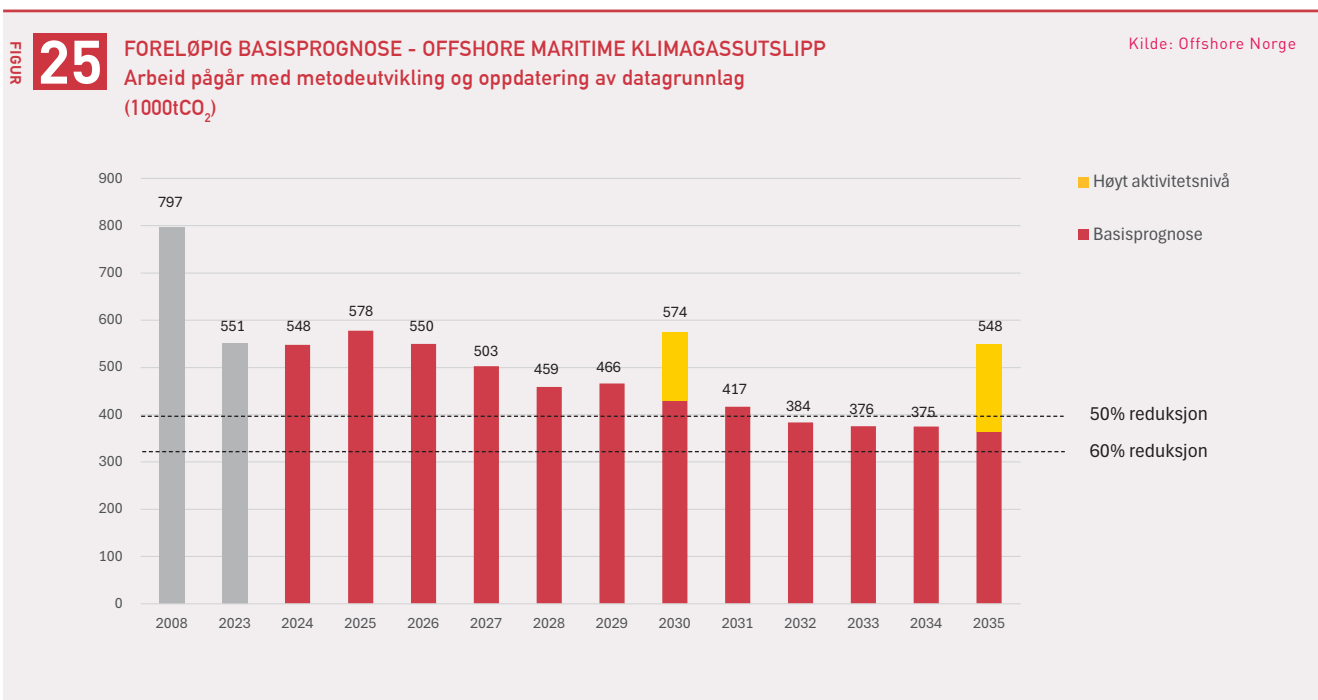
12 Forsynings-, beredskaps-, IMR- og ankerhåndteringsfartøy.



Figur: historisk utvikling i utslipp fra 2008 til 2023, totalt og per offshore kjernesegment. Effekten av omsetningskravet for biodrivstoff innført i oktober 2023 er ikke inkludert i beregningene.

operasjoner, og operatørselskapene har derfor også rapportert inn estimerte utslipp gitt et høyt aktivitetsnivå i 2030 og 2035. I basisprognosen er det ikke tatt høyde for gjennomføring av ytterligere klimatiltak utover de som allerede er gjennomført, og effekten av omsetningskravet for biodrivstoff er ikke medregnet.

Avhengig av aktivitetsnivå viser basisprognosen at klimagassutslippene fra offshore maritime fartøy tilknyttet disse kjernesegmentene kan reduseres med henholdsvis 46 prosent i 2030 og 55 prosent i 2035 sammenlignet med 2008-nivået. I et scenario med høyere aktivitetsnivå anslås utslippsreduksjonene i samme år å være 28 prosent og 31 prosent.



Figur: Basisprognose for utslipp fra forsyningsfartøy, beredskapsfartøy, ankerhåndtering og imr-fartøy mot 2030 og 2035

Utslippene er redusert i alle fartøyskategoriene, og det er gjennomført en rekke tiltak innen operasjonelle forbedringer, energieffektiviseringstiltak, landstrøm og batteri-hybridisering

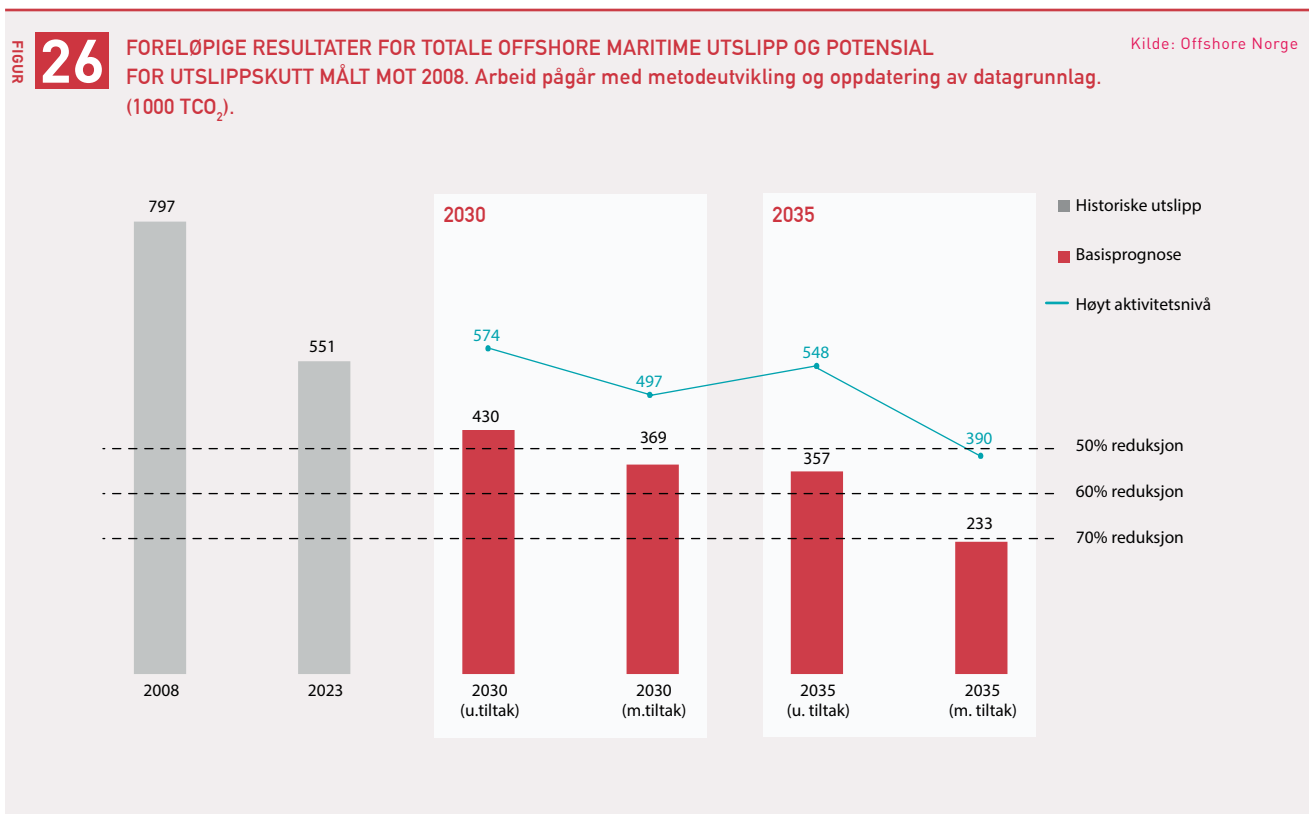
3.4.5 Lav- og nullutslippsdrivstoff er viktig for store utslippskutt fremover, men betydelige barrierer på mellomlang sikt

Det samlede potensialet for utslippskutt i de fire kjernesegmentene frem mot 2030 og 2035 er basert på scenarioene for basis og høy aktivitetsutvikling og operatørselskapenes vurdering av utslippsreduksjonspotensialet til ulike klimatiltak. Det er anslått et potensial på 38-54 prosent utslippskutt i 2030 om det gjennomføres ytterligere klimatiltak målt mot referanseåret 2008, avhengig av om man legger til grunn et basis eller høyt aktivitetsnivå, som vist i Figur 26. For 2035 er tilsvarende utslippsreduksjoner estimert til 71 prosent i basisprognosen og 51 prosent i scenarioet med høy aktivitet.

Gjennom et systematisk arbeid med utslippsreduserende tiltak over mange år har olje- og gassindustrien allerede realisert mye

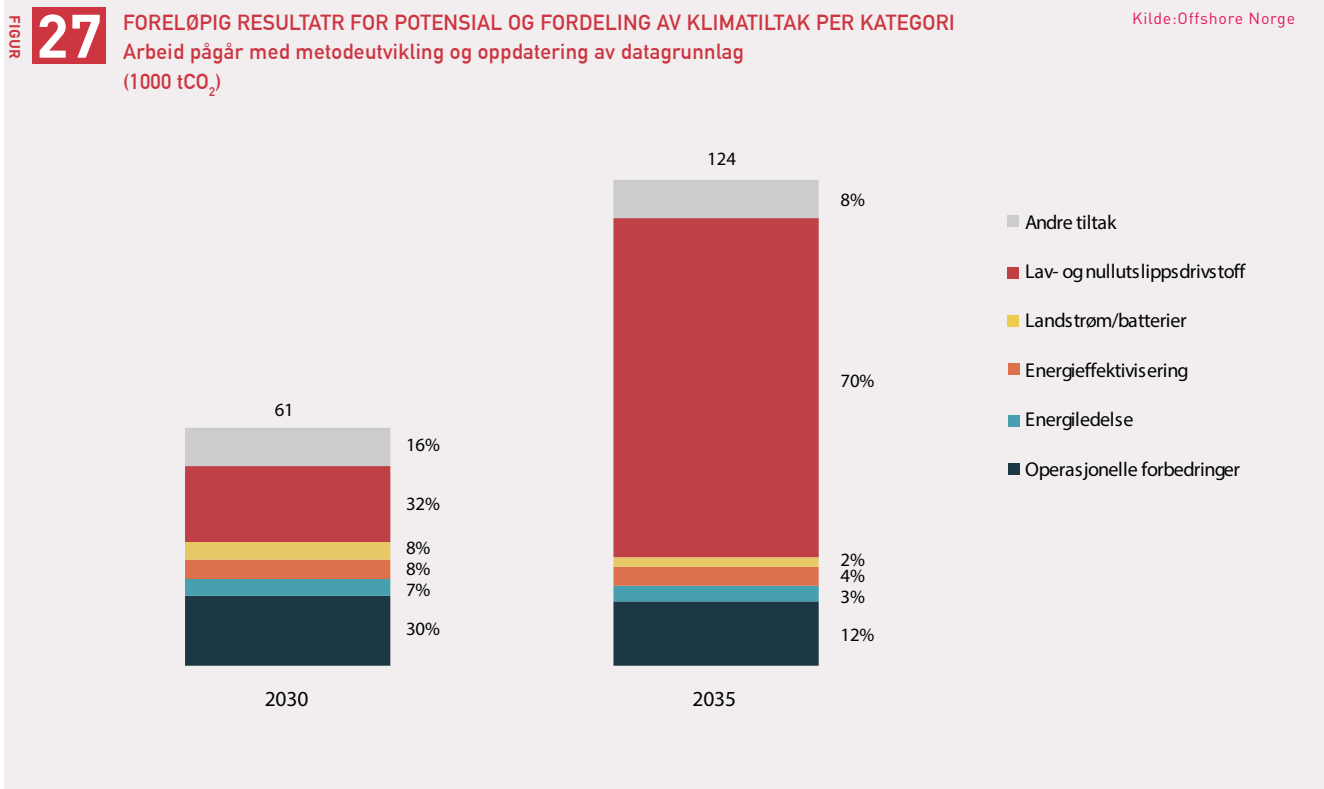
av potensialet innen energieffektivisering, operasjonelle forbedringer og bruk av landstrøm. Frem mot 2030 er det derfor et begrenset ytterligere reduksjonspotensiale knyttet til gjennomføringen av slike tiltak (se Figur 27). Potensialet for utslippsreduksjoner fra de identifiserte klimatiltakene er 61 000 tonn CO₂ mot 2030 og dobles til 124 000 tonn CO₂ i 2035. Utslippsreduksjonspotensialet vokser betydelig fra 2030 til 2035 som følge av forventninger til innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff.

For å oppnå store prosentvise reduksjoner fremover, må fossile drivstoff i økende grad erstattes med lav- og nullutslippsløsninger. Høye tiltakskostnader, regulatorisk usikkerhet og et begrenset behov for fornying av flåten utgjør viktige barrierer mot en raskere omstilling til lav- og nullutslippsdrivstoff, og dermed for videre utslippskutt i offshore maritim virksomhet.



Figur: Anslag for utslippskutt mot 2030 og 2035. Basert på operatørselskapenes identifiserte potensial for utslippsreduserende tiltak. Utslipp og potensial for utslippsreduserende tiltak gitt et høyt aktivitetsnivå er også illustrert.

For å oppnå store prosentvise reduksjoner fremover, må fossile drivstoff i økende grad erstattes med lav- og nullutslippsløsninger



Figur: Reduksjonspotensial for klimaatiltak innen offshore maritime fartøysegmenter 2023–2030/2035, fordelt på tiltakskategorier .

FuelEU Maritime stiller krav til gradvis redusert klimagassintensitet i energibruken for skip som opererer i europeiske farvann. Målet er å redusere utslipp fra energiforbruk med 2 prosent i 2025 og opp mot 80 prosent innen 2050



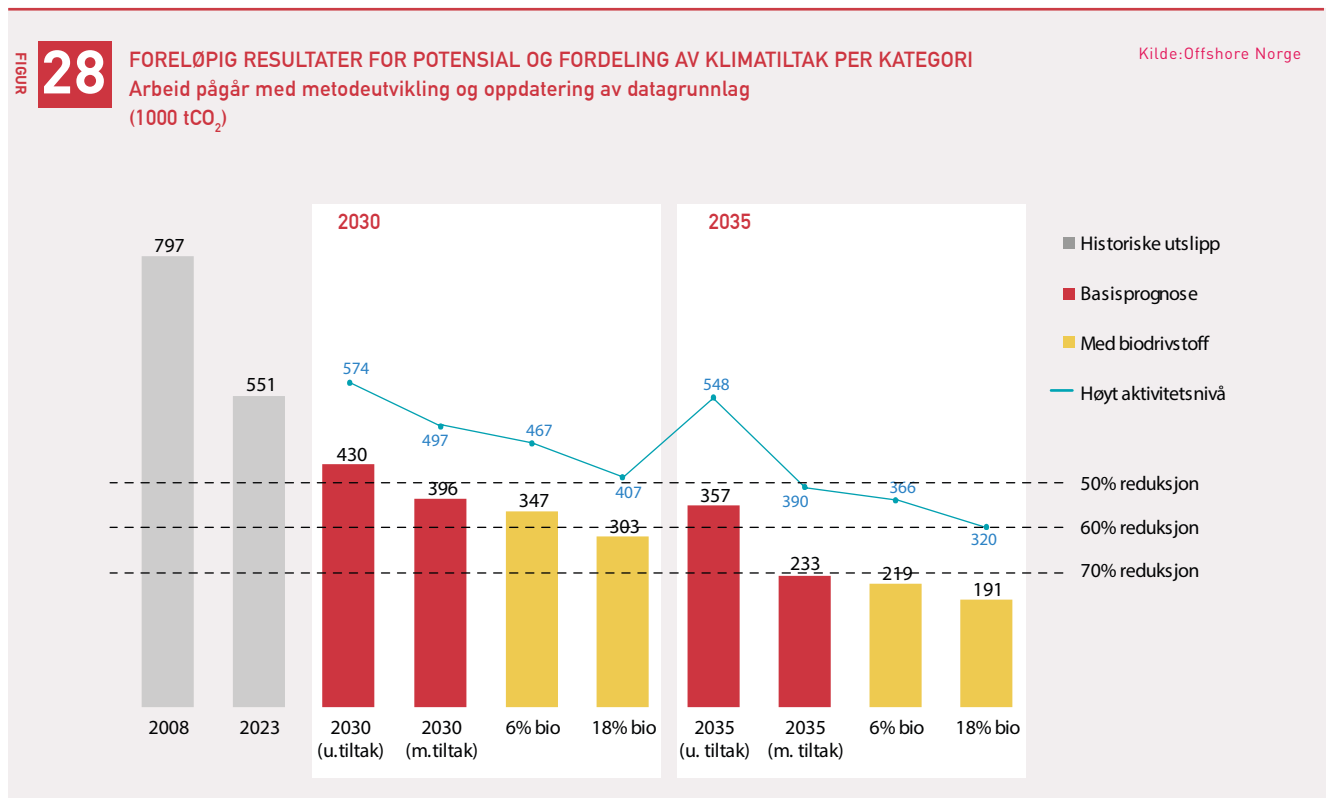
3.4.6 Innretning av omsetningskravet for biodrivstoff påvirker offshore maritime utslipp fremover

Omsetningskravet for biodrivstoff til sjøfart ble innført 1. oktober 2023 og pålegger at 6 volumprosent av total omsatt mengde flytende drivstoff og flytende brenslere per år skal være biodrivstoff. Den 1. april 2025 sendte Miljødirektoratet et høringsforslag som inneholder flere alternativer for opptrapping av kravet for sjøfart frem mot 2027. Hovedalternativet som er fremmet er at omsetningskravet for sjøfart økes fra 6 prosent til 10 prosent i 2026, og videre til 13 prosent i 2027. Videre har regjeringens klimaplan for 2024 (grønn bok) åpnet for en økning av omsetningskravet til 18 prosent i 2030.

Operatørselskapene betaler for biodrivstoffet gjennom økte drivstoffkostnader ved bunkring i Norge og effekten av omsetningskravet medregnes i det nasjonale klimagassregnskapet. Figur 18 viser

effekten av ulike nivåer på omsetningskravet for biodrivstoff på utslippene fra offshore maritim virksomhet i 2030 og 2035. Utfallsrommet viser hvordan ulike innretninger av kravet kan påvirke fremtidige utslipp fra offshore maritim sektor som allerede er beheftet med betydelig usikkerhet. I 2030 vil de rapporterbare utslippene med et omsetningskrav på 6 volumprosent kunne reduseres med 56 prosent sammenlignet med 2008-nivå.

Med et omsetningskrav på 18 volumprosent samme år estimeres reduksjonen til 62 prosent. I 2035 vil de tilsvarende omsetningskravene gi reduksjoner på henholdsvis 72 prosent og 76 prosent.



Figur: Klimagassutslipp fra kjernesegmentene innen offshore maritim aktivitet i 2008, 2023, 2030 og 2035 med/uten ytterligere klimatiltak, med/uten effekt av omsetningskrav for biodrivstoff og for basis og høyt aktivitetsnivå.

3.5 Tiltak og virkemidler for utslippskutt i offshore maritim sektor

3.5.1 Nasjonale krav til lav- og nullutslipp for offshore-fartøy under utarbeidelse i 2025

Regjeringen har varslet innføring av lav- og nullutslippskrav for offshorefartøy. Det pågår nå en prosess hvor myndighetene vurderer hvordan kravene best kan utformes – både med hensyn til hvilke fartøy som skal omfattes, og hvilke teknologiske og operasjonelle løsninger som skal kvalifisere. Nærmere avklaringer forventes i løpet av 2025.

3.5.2 EUs klimaregelverk for maritim sektor – EU ETS og FuelEU Maritime omfatter offshore-fartøyene

Skipsfarten ble innlemmet i EUs kvotesystem ETS fra 1. januar 2024. Innføringen skjer trinnvis med hensyn til hvilke utslipp og fartøy som omfattes. For offshoreflåten gjelder rapporteringsplikt i EUs utslippsdatabase (MRV) fra 2025, mens kvoteplikt innføres for offshore-fartøy over 5 000 bruttotonn fra 2027, noe som gjelder mange av fartøyene som benyttes av olje- og gassindustrien. Beslutning om eventuell inkludering av mindre fartøy skal tas innen utgangen av 2026.

Kvoteplikt forventes å bli en viktig driver for maritime utslippskutt, samtidig som MRV-rapporteringen vil gi ny innsikt og bedre datagrunnlag for fremtidige KonKraft rapporter.

I tillegg trådte FuelEU Maritime i kraft 1. januar 2025. Dette regelverket stiller krav til gradvis redusert klimagassintensitet i energibruken for skip som opererer i europeiske farvann, samt krav til bruk av landstrøm fra 2030 for visse skipstyper. Offshorefartøy er i utgangspunktet unntatt, men det er mulig at de vil bli inkludert på sikt. Målet er å redusere utslipp fra energiforbruk med 2 prosent i 2025 og opp mot 80 prosent innen 2050.

3.5.3 Nytt globalt klimaregelverk fra IMO

I april 2025 godkjente FNs sjøfartsorganisasjon (IMO) et nytt globalt regelverk som følger opp den reviderte klimastrategien fra 2023. Regelverket har som mål å gjøre internasjonal skipsfart utslippsfri innen 2050, og innebærer krav om gradvis reduksjon i utslippsintensitet til energien som benyttes om bord. Skip som ikke oppfyller minimumskravene, må betale en tilleggsavgift for utslipp utover fastsatte nivåer. Samtidig innføres økonomiske insentiver for bruk av netto-null drivstoff og teknologi. Regelverket gjelder for alle skip over 5 000 bruttotonn, med enkelte unntak. Det trer i kraft 1. mars 2027, med første rapporteringsår i 2028. Endelig vedtak forventes i oktober 2025.



3.5.4 Samspill mellom EU ETS og IMO-regelverk

Samspillet mellom EU ETS og IMOs kommende drivstoffkrav forventes å bli en sterk driver for utslippsreduksjoner også i offshoresegmentet. EU ETS gjør fossilt drivstoff mindre økonomisk attraktivt, og øker insentivene for elektrifisering, bruk av alternative drivstoff og energieffektiv drift. IMOs globale krav til lavere karbonintensitet vil samtidig bidra til økt harmonisering på tvers av regioner og redusert fare for konkurransevridding. Til sammen vil disse regelverkene understøtte en effektiv, markedsbasert omstilling av offshoreflåten.

3.5.5 Virkemidler og støtteordninger

Manglende betalingsvilje i markedet og usikkerhet knyttet til teknologivalg fremstår som barrierer for offshore-service-segmentet når det gjelder ytterligere investeringer i klima- og miljøteknologi. Offentlig investeringsstøtte kan spille en viktig utløsende rolle. Enova har i lengre tid støttet maritime prosjekter i tidlig fase, men støtten oppleves ofte å stoppe før løsningene blir kommersielt skalerbare. Den positive utviklingen er at Enova i 2025 fikk ny styringsavtale og mandat, noe som gir mulighet for å rette støtten mot prosjekter i senere faser. For at virkemiddelapparatet skal fungere effektivt, er det viktig at det bidrar til skalerbare løsninger, omfatter støtte til et bredt spekter av alternative drivstoff, og fremmer økt satsning på energieffektiviserende tiltak.

NOx-avtalen mellom Staten og næringslivet ble etablert i 2008. Siden den gang har over 1500 prosjekter fått støtte gjennom NOx-fondet. I tillegg til at alle NOx-målene nådd, så er årlige CO₂-utslipp redusert med omtrent 2 mill. t. NOx-avtalen går ut i 2027, men bør forlenges ut 2030 som et effektivt virkemiddel til å få utslippene av NOx og CO₂ ytterligere ned.

Det pågår nå en prosess hvor myndighetene vurderer hvordan lav- og nullutslippskravene for offshore-fartøy best kan utformes – både med hensyn til hvilke fartøy som skal omfattes, og hvilke teknologiske og operasjonelle løsninger som skal kvalifisere



Til tross for fremskritt, går likevel utviklingen av lav- og nullutslippsverdikjeder både i Norge og Europa for sakte til å nå målene om omstilling og utslippskutt.



4

NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL

Flere prosjekter innenfor nye verdikjeder på norsk sokkel er nå i ferd med å utvikles og realiseres. Northern Lights planlegger å starte injeksjon av CO₂ fanget ved Heidelberg Materials sementfabrikk i Brevik i løpet av andre kvartal 2025. Innen havvind er konsortiet Ventyr i full gang med å utvikle prosjektområdet på Sørliche Nordsjø II og i mai kom utlysningen av områder på Utsira Nord, som åpner for bruk av flytende havvindteknologier.

Til tross for fremskritt, går likevel utviklingen av lav- og nullutslippsverdikjeder både i Norge og Europa for sakte til å nå målene om omstilling og utslippskutt. Økt fokus på energisikkerhet og økte kostnader for utvikling av havvind og viktige lavkarbonteknologier har bidratt til at fremdriften bremses. Utviklingen av det europeiske hydrogenmarkedet har nesten stoppet opp som følge av usikkerhet knyttet til etterspørsel, uferdige rammeverk og høyere priser sammenlignet med fossile alternativer. I Norge har tilnærmet alle produksjonsprosjekter for blått hydrogen blitt satt på vent eller falt fra det siste året.

4.1 Klimastrategiens målsetninger

Gjennom satsing på nye verdikjeder som legger til rette for nullutslippssamfunnet i Norge og Europa, vil KonKraft utvikle en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel. KonKrafts klimastrategi peker spesielt på verdikjeder innen havvind, hydrogen og karbonfangst og -lagring. De siste årene har også havbunnsmineraler blitt trukket fram som ene mulig viktig ny verdikjede på sikt. Kompetansen og erfaringen fra operatører, leverandører og rederinæringen i Norge skal brukes for å utvikle verdikjedene, med mål om å sikre videre verdiskaping og arbeidsplasser.

I klimastrategien fra 2020 har KonKraft besluttet å arbeide for å realisere følgende ambisjoner knyttet til nye verdikjeder:

Konkrafts ambisjoner

Status



«Produksjon av 1 million tonn blått hydrogen per år i Norge innen 2032, som økes til 2 millioner tonn fra 2035.

Rørledning for eksport av hydrogen mellom Norge og EU bygges innen 2030

Minst fem europeiske industribedrifter benytter hydrogen fra naturgass med CO₂-fangst og -lagring i sin produksjon innen 2030. Minst to gasskraftverk benytter hydrogen som brensel i Europa innen 2030»



3 av 4 norske prosjekter for produksjon av blått hydrogen er stanset på grunn av manglende etterspørsel og markedsinfrastruktur. Det siste prosjektet – Barents Blue med produksjon som tilsvarer ca. 200 000 tonn hydrogen – har utsatt forventet oppstart til etter 2031.

Rørledningsprosjektet for eksport av hydrogen fra Norge til Tyskland er, etter gjennomføring av mulighetsstudie, lagt bort på grunn av manglende etterspørsel og høye kostnader.

Equinor samarbeider med RWE om bygging av to «hydrogenklare» kraftverk før 2030 i Tyskland samt har hydrogenprosjekter i Storbritannia og Belgia.



«To CO₂-fangstanlegg i Norge, Heidelberg Materials i Brevik og Fortum energigjenvinningsanlegg på Klemetsrud, transportinfrastruktur for CO₂ og CO₂-lager på norsk sokkel, og Northern Lights i drift innen 2024.»



Drift av CO₂-fangstanlegget til Heidelberg Materials i Brevik med påfølgende lagring er ventet sommeren 2025. Første skipslast fra Heidelberg Materials seilte fra Brevik mot Northern Lights 8. juni

Fangstanlegget på Klemetsrud ble satt på vent i 2023 på grunn av kostnadsoverskridelser. I januar 2025 annonserte Hafslund Oslo Celsio endelig investeringsbeslutning og videreføring av prosjektet med ventet oppstart i Q3 2029.



«CO₂ sendes til lagring på norsk sokkel fra minst fem europeiske bedrifter innen 2030.»



Northern Lights har kontrakt med 3 europeiske bedrifter, og forventes å inngå minst 2 nye kontrakter for fase 2 (i tillegg til Stockholm Exergi og Hafslund Celsio).



«Olje- og gassnæringen vil arbeide for at Norges sterke posisjon innenfor fornybar energi fra havvind videreutvikles.»



Utviklingen i Norge går langsommere enn planlagt, men Sørlege Nordsjø II er tildelt og Energidepartementet har utlyst Utsira Nord. Økte kostnader og begrensninger i leverandørkjeden er en utfordring i havvindprosjekter.

4.2 Havvind

4.2.1 Overordnet utvikling det siste året

Utviklingen av havvind på norsk sokkel det siste året har vært todelt. På den ene siden markerte Norges første havvindauksjon på Sørlege Nordsjø II et viktig steg i utviklingen av norsk havvindindustri. Konsortiet Ventyr vant auksjonen og er nå i full gang med å utvikle det som vil bli Norges største kraftverk. I mai 2025 kom også utlysningen av områder på Utsira Nord, som kan bli verdens første storskala flytende havvindprosjekt. På den andre siden har økte kostnader for havvind og usikkerhet rundt rammebetingelser ført til økt debatt om behovet for havvind i Norge, og flere aktører har trukket seg fra konkurransen om Utsira Nord. Tilbakeholdenheten skjer til tross for at NVE, Statnett og DNV i nye rapporter peker på havvind som avgjørende for å møte fremtidig kraftbehov og holde kraftprisene nede på lengre sikt.

4.2.2 Utsira Nord

Energidepartementet lyste 19. mai 2025 ut konkurranse om tre prosjektområder for flytende havvind på Utsira Nord, hvor hvert prosjektområde kan ha en installert 500 MW. Utvelgelsen og tildelingen vil skje i to steg, med en modningsfase mellom første og andre steg.

I første steg vil tre prosjektområder tildeles de aktørene som scorer høyest i en konkurranse basert på objektive og ikke-diskriminerende kvalitative kriterier:

- Kostnadsnivå, realisme og modenhet
- Innovasjon og teknologiutvikling
- Gjennomføringsevne
- Bærekraft
- Positive ringvirkninger

Søknadsfrist for deltakelse i den første fasen er 15. september.

Etter tildelingen i første fase følger en modningsfase, hvor aktørene skal utvikle prosjektene videre. For å kvalifisere til den påfølgende konkurransen om statsstøtte i fase to, må selskapene ha levert konsesjonssøknad og stilt bankgaranti for deltakelse i auksjonen. Auksjonen vil kun gjennomføres dersom minimum to aktører oppfyller kravene.

Statsstøtte vil deretter tildeles én aktør og vinneren blir den som byr inn lavest støttebehov for å realisere sitt prosjekt. Det vil ikke være tillatt å by høyere enn den øvre støtterammen på 35 milliarder kroner, som er fastsatt av Stortinget. Aktørene som ikke tildeles statsstøtte, vil ha anledning til å søke om forlenget enerett til prosjektområdet etter reglene i havenergilooven.

Beregninger av Volt Power Analytics¹³ viser at den første utbyggingen av Utsira Nord med 500 MW i snitt vil gi over 2 øre/kWh lavere kraftpris i NO₂, som tilsier minst 14 milliarder kroner i lavere kraftpris det første tiåret.

4.2.3 Gjennomføring og resultat fra strategiske konsekvensutredninger

Stortinget og regjeringen har et mål om å tildele areal for utbygging av 30 GW havvind innen 2040 og det arbeides med å åpne nye områder for havvind. NVE leverte i november 2024 en strategisk konsekvensutredning (SKU) for områdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F, som første del av utredningen av de 20 områdene NVE tidligere har identifisert som egnet for havvindproduksjon på norsk sokkel. Leveringsfrist for de øvrige 17 områdene er fastsatt til utgangen av juni 2025.

Den strategiske konsekvensutredningen av områdene Vestavind F, Vestavind B og Sørvest F danner et godt grunnlag for prioritering av areal til havvind, og videre arbeid med åpning og utlysning. Det er positivt at myndighetene legger opp til en stegvis tilnærming, hvor kunnskap bygges etter hvert som areal og prosjekter modnes. Samtidig er

13 Analyse: Havvind fra Utsira Nord kan spare strømkunder i sør for milliardbeløp hvert år

det avgjørende at tempoet i å tilgjengeliggjøre nye havvindområder opprettholdes og myndighetene bør arbeide med kunnskapsinnhenting skjer parallelt med modning av arealer og prosjekter.

4.2.4 Ventyr i gang med utviklingen av Sørilige Nordsjø II

I mars 2024 ble Ventyr vinner av den første havvindauksjonen gjennomført på norsk sokkel i området Sørilige Nordsjø II. Ventyr er et partnerskap mellom Parkwind og Ingka Group. Parkwind er et belgisk selskap som både utvikler og opererer havvindparker globalt. Parkwind eies av det japanske energiselskapet JERA. Som partner har de Ingka Investments, investeringsarmen til Ingka Group, den største IKEA-eieren. Konsortiet har et strategisk partnerskap med NorSea, som eier strategisk havneinfrastruktur og som er leverandør av havnetjenester, baser og logistikk-løsninger til kunder innen en rekke bransjer, inkludert havvind.

NVE la i oktober 2024 frem konsekvensutredningsprogrammet for prosjektet med tilhørende nettilkobling og Ventyr er nå i full gang med å utvikle prosjektområdet. Havvindparken vil bestå av 80-100 vindturbiner med en total kapasitet på 1 500 MW. Årlig kraftproduksjon vil være på 7-8 TWh, noe som tilsvarer omtrent hele kraftforbruket i Agder-regionen. Det er estimert at havvindparken vil senke gjennomsnittlig kraftpris i området med ca. 10 øre/kWh. Ventyr planlegger for oppstart av vindturbine innen 2031.

4.2.5 Andre fase av Sørilige Nordsjø II er satt på vent

Energidepartementet har besluttet å ikke lyse ut fase 2 av Sørilige Nordsjø II, nå kalt Sørvest F, for utbygging av havvind i 2025. I stedet ønsker departementet å fokusere på flytende havvind med radialer, som innebærer at kraften fra havvind kun sendes til Norge. I en utredning gjennomført av Statnett om mulige nettløsninger i Sørvest F-området, konkluderer Statnett med at hybride

nettløsninger er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det vil likevel være behov for statsstøtte på grunn av høye nettkostnader og Statnett påpeker at det er behov for videre teknologiutvikling før et større sammenhengende Nordsjønett mot Europa vil være aktuelt. Utredningen gir en oppdatert innsikt i hvordan Sørvest F kan utvikles, og viser at både radiale og hybride nettløsninger kan bidra til lavere norske kraftpriser. Både Statnett og flere analysebyråer forventer at kostnadene for havvind og nettløsninger vil reduseres over tid, noe som kan gjøre hybride nettløsninger aktuelle for fremtidige havvindutbygginger på norsk sokkel.

4.2.6 GoliatVIND

I desember 2024 sendte GoliatVind inn konsesjonssøknad for det flytende havvindprosjektet som skal levere fornybar strøm til Hammerfest-regionen via Goliat-plattformen i Barentshavet. Høringsfrist for konsesjonssøknaden var 20. mars og konsesjonsvedtak er ventet mot slutten av 2025. Prosjektet ble i mars 2024 tildelt inntil to milliarder kroner i støtte ved en realisering av demonstrasjonsanlegget innen 2029.

GoliatVind eies og støttes av tre partnere: Odfjell Oceanwind, Source Galileo og Kansai Electric Power Company. Havvindparken vil ha en installert effekt på 75 MW, fordelt på fem turbiner på 15 MW hver. Årlig kraftproduksjon er estimert å være på 320 GWh.

4.2.7 EU øker ambisjonene for fornybar havenergi frem mot 2050, men jobber samtidig med strengere krav til forsyningskjeden

I desember 2024 ble EUs medlemsland enige om en ikke-bindende avtale om å installere 88 GW fornybar havenergi innen 2030. Den nye ambisjonen er mer enn 20 prosent lavere enn forrige ambisjon på 111 GW fra 2022. Samtidig har ambisjonene for installert kapasitet i 2050 økt til 360 GW. Nordsjøen er det mest sentrale området, med mål om 56,6 GW i 2030 og 220 GW i 2050. Fornybar havenergi inkluderer

havvind, bølgekraft og tidevannsenergi. Mot 2030 er det ventet at havvind vil utgjøre det meste av kapasiteten som installeres.

Parallelt med at målene justeres arbeider Europakommisjonen med å skjerpe kravene til leverandørindustrien for å sikre bærekraftig og strategisk utvikling mot europeiske verdikjeder. Gjennom Clean Industrial Deal og Affordable Energy Action Plan legger EU opp til raskere konsesjonsprosesser, økt støtte og et forsterket samarbeid om Nordsjønettet, som omtales som et flaggskipprosjekt.

4.2.8 Barrierer og behov

De fleste barrierene identifisert i fjorårets rapport står seg også i årets rapport, og industriens innspill til utviklingen av havvind og rammebetingelser er i begrenset grad blitt tatt til følge. Manglende avklaring av sentrale rammebetingelser representerer tidskritiske faktorer for norsk havvindsatsing. Det er også avgjørende at nett- og markedsdesignet utformes slik at havvindutviklingen gir positive effekter for norske forbrukere, samtidig som utbyggingen blir både bedrifts- og samfunnsøkonomisk lønnsom..

Sentrale barrierer

Havvind har, som flere andre fornybare teknologier, opplevd en kostnadsøkning de siste årene. Selv om analyser forventer betydelige kostnadsreduksjoner for havvind i løpet av de neste tiårene, og spesielt for flytende havvind, så er kostnadene for utbygging av havvind en utfordring.

Det mangler en overordnet plan for hvordan 30 GW havvind skal realiseres innen 2040. Det må etableres jevnlig tildelingsrunder og en plan for nettilknytning inkludert hvordan en kan etablere et hybridnett med hensiktsmessig markeds- og nettdesign. Dette vil gi forutsigbarhet for havvindutviklere og -leverandører som ønsker å satse og investere i Norge.

Manglende kapasitet og investeringer i verft og havner for konstruksjon, sammenstilling og ferdigstillelse av flytende havvindturbiner. Manglende overordnet plan og forutsigbarhet for fremtidig havvindvolumer og nettutvikling begrenser investeringer i forkant av kapasitetsbehov og gjør det risikofylt å investere i industriell kapasitet.

Saktegående saksbehandlingsprosesser gjør at Norge sakker akterut sammenlignet med våre naboland og ikke får fullt utnyttet fortrinnet innenfor offshore virksomhet.

Industriens ønsker for havvindutviklingen og rammebetingelser

Myndighetene må lyse ut 5 GW havvind i to runder innen 2029, og sette et produksjonsmål for 2040. Det må etableres faste, forutsigbare og effektive åpnings- og tildelingsprosesser. Et kommersielt rammeverk som understøtter utbyggingen av havvind må etableres.

Forsknings- og innovasjonsinnsatsen knyttet til industrialisering og oppskaleringen av havvind bør styrkes. Regjeringen bør vektlegge høy norsk HMS-standard og at baser legges til Norge i tildelingen av arealer, slik at verdiskapingen skjer regionalt og nasjonalt. Legge til rette for at nettutviklingen i Nordsjøen bidrar til å styrke verdiskapingen og underbygge en satsing på havvind i Norge med et effektivt og integrert kraftmarked i landene rundt Nordsjøen.

Konsesjons- og søknadsprosesser og saksbehandlingskapasitet må tilpasses for å gi kortere ledetider for havvindprosjekter på norsk sokkel.

Norske myndigheter, inkludert ED, NVE og Statnett, må fortsette å ta en aktiv rolle knyttet til EUs arbeid med utvikling av rammeverk for hybridprosjekter og et mulig fremtidig masket offshorennett i Nordsjøen. Videre må norske myndigheter jobbe aktivt inn mot de land som kan være aktuelle for å knytte et hybridprosjekt til. Særlig viktig er det at Norge er en aktiv partner i de regionale samarbeidsorganene som skal planlegge en koordinert infrastrukturbygging i Nordsjøen, som North Seas Energy Cooperation (NSEC). En avklaring av forholdet til TEN-E-forordningen er viktig i denne sammenhengen. Dersom havvindparker i hybridprosjekt ikke skal motta direkte støtte så må den kunne motta deler av flaskehalsinntektene for å styrke lønnsomhet i prosjektene.

4.3 CO₂-fangst og -lagring

4.3.1 Overordnet utvikling på norsk sokkel det siste året

En rekke aktører arbeider med å bygge opp CO₂-lagring som eget forretningsområde på norsk sokkel. Energidepartementet begynte med tildeling av areal til CO₂-lagring i 2018 og siden den gang har det blitt tildelt én utnyttelseslisens (EL) og 12 letelisenser (EXL) for CO₂-lagring. I tillegg fikk Equinor tildelt en letetillatelse nordøst for Ekofisk 13. juni 2025.

Siden fjorårets statusrapport har tre selskaper fått tildelt letelisenser i to nye områder: Harbour og Equinor har fått tildelt letelisens sør for Sleipner-området, mens Equinor og Aker BP har fått en letelisens nord for Frigg-området. Det har også vært endringer i eierstrukturen i flere lisenser:

- Sval har solgt sin eierandel i Trudvang-lisensen til INPEX og Vår energi, og operatøransvaret overtas av Vår Energi.
- Orlen Upstream Norway har trukket seg ut av Polaris-lisensen.
- Yinson Production har kjøpt Stella Maris sin eierandel i Havstjerne-lisensen.

Per i dag er eierandelene i letelisensene på norsk sokkel fordelt på totalt 13 selskap. De mest sentrale aktørene, med eierandel i flere enn én lisens, er Equinor (5 lisenser), Harbour Energy (3 lisenser), Aker BP (3 lisenser), Vår Energi (2 lisenser) og OMV (2 lisenser).

Northern Lights, som har den første utnyttelseslisensen på norsk sokkel, forventes å starte injeksjon i andre kvartal 2025, med mottak av CO₂ fra Heidelberg Materials sin sementfabrikk i Brevik. Videre er det forventet at Northern Lights vil motta CO₂ fra Yara i Sluiskil og Ørsted i Kalundborg i 2026. Det samlede årlige injeksjonsvolumet fra de tre anleggene er estimert til omtrent 1,5 Mt CO₂.

En rekke aktører arbeider med å bygge opp CO₂-lagring som eget forretningsområde på norsk sokkel.

4.3.2 Utvikling av CO₂-lagre i Europa – fem storskala lagringsprosjekter har tatt investeringsbeslutning

Utviklingen av verdikjeder for CO₂-håndtering, som omfatter fangst, bruk, transport og lagring av CO₂, pekes på av EU som avgjørende for oppnåelsen av målet om netto null utslipp i 2050. I løpet av det siste året har EU arbeidet videre med å utvikle et europeisk marked for CO₂-håndtering og siden forrige statusrapport har tre nye lagringsprosjekter tatt investeringsbeslutning. Dermed er det nå totalt fem storskala CO₂-lagringsprosjekter i Europa som har nådd denne milepælen. Foreløpig er ingen andre prosjekter på et modenhetsnivå som tilsier at investeringsbeslutning er ventet i nær fremtid. Prosjektene som har tatt investeringsbeslutninger er:

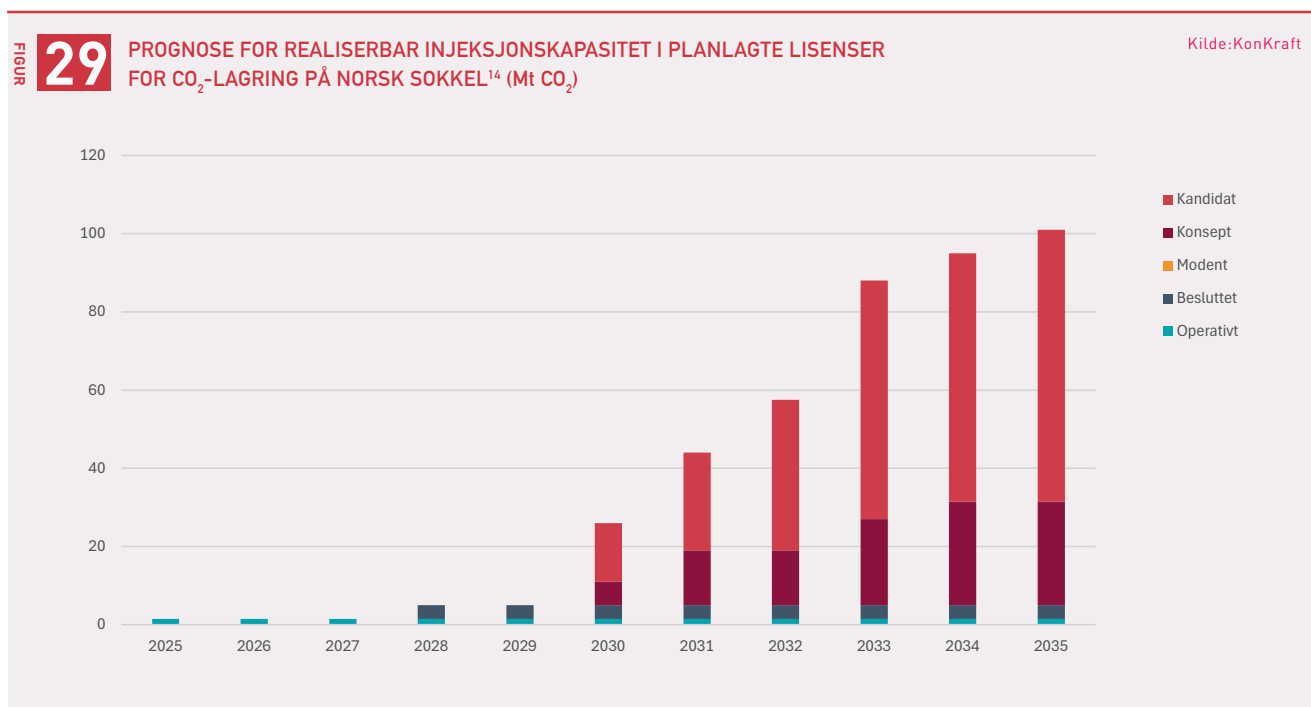
- **Northern Lights (NO)** tok investeringsbeslutning for fase 2 i april 2025. Prosjektet vil begynne injeksjon i andre kvartal 2025 og gradvis skalere opp injeksjonsvolumene. Injeksjonsvolumet er forventet å nå 2,3 Mt CO₂ per år i 2028. Prosjektet transporterer CO₂ med skip fra industrikunder til en mottaksterminal på Øygarden utenfor Bergen for videre rørtransport til et reservoar under Troll-feltet.
- **Greensand Future (DK)** planlegger oppstart i slutten av 2025 eller tidlig i 2026. Prosjektet skal fange CO₂ fra biometanprodusenter for injeksjon i depleterte petroleumsfelt, med en kapasitet på opptil 0,3 Mt CO₂ per år. CO₂ vil transporteres med skip og injiseres direkte fra skipene til lagringsstedet.
- **Porthos (NL)** forventer oppstart i 2026, og vil samle inn CO₂ fra flere industrielle kilder i nærheten av havneområdet i Rotterdam. Prosjektet planlegger å injisere ca. 2.5 Mt CO₂ per år i 15 år i depleterte petroleumsfelt 20 km fra land.
- **East Coast Cluster/Northern Endurance Partnership, NEP (UK)** planlegger oppstart i 2028 med en injeksjonskapasitet på opptil 4 Mt CO₂ per år fra flere kilder i en akvifer (Endurance). Prosjektet har et betydelig oppskaleringspotensiale, med mulighet for å øke kapasiteten til opptil 23 Mt CO₂ per år. Equinor er partner i NEP og involvert i gasskraftprosjektet Net Zero Teeside (860 MW med CCS) som har tatt investeringsbeslutning og vil levere CO₂ til Endurance-lageret.
- **HyNet i Liverpool Bay (UK)** planlegger oppstart i 2028, med injeksjonskapasitet på opptil 4.5 Mt CO₂ per år fra flere kilder i depleterte gassfelt. Prosjektet har et stort potensial for oppskalering, med indikasjoner om mulighet for å øke injeksjonskapasiteten til rundt 10 Mt CO₂ per år.

I løpet av det siste året har EU arbeidet videre med å utvikle et europeisk marked for CO₂-håndtering

4.3.3 Prognose for injeksjonskapasitet på sokkelen viser realiserbart injeksjonspotensial på 25 Mt CO₂ per år i 2030

En sammenstilling av potensiell årlig injeksjonskapasitet på norsk sokkel frem mot 2035 vises i Figur 29. Prognosen er basert på planlagt injeksjonskapasitet knyttet til tildelte lagringslisenser. Før 2030 er det kun ventet at Northern Lights vil starte opp med injeksjon, med en samlet injeksjonskapasitet på 5 Mt CO₂ per år. De øvrige lisensene har som ambisjon å starte injeksjon

i perioden 2030-2034, med en gradvis opptrapping av kapasiteten i årene som følger. Dersom CO₂-injeksjon realiseres i alle tildelte lisenser i tråd med tidsplanene, har lisensene et potensial til å oppnå en samlet injeksjonskapasitet på om lag 25 Mt CO₂ per år i 2030 og om lag 100 Mt CO₂ per år i 2035. Det understrekes imidlertid at alle de 12 letelisensene per i dag er på modenhetsnivåene *Kandidat* eller *Konsept*, noe som innebærer at det fortsatt er betydelig usikkerhet knyttet til hvor mange av prosjektene som faktisk vil bli realisert.



14 Her benyttes en annen kategorisering av modenheten på prosjektene enn tidligere statusrapporter. Den oppdaterte kategoriseringen samsvarer med modenhetskategoriene som benyttes av Søkkelinspektatet i PUD/PAD-veilederen og gir en mer etterprøvbart angivelse av modenhet. Prognoser fra KonKrafts tidligere statusrapporter vil følgelig ikke kunne sammenlignes direkte med årets prognose. Følgende definisjoner har blitt benyttet for å vurdere modenhet i denne rapporten – fra mest til minst modne prosjekter:

Operativt – Injeksjon har begynt i lisensen.

Besluttet – Milepæl der rettighetshaverne tar investeringsbeslutning som resulterer i innlevering av PUD eller PAD.

Modent – Milepæl der rettighetshaverne tar beslutning om videreføring av studier for ett konsept som leder fram til beslutning om gjennomføring.

Konsept – Milepæl der rettighetshaverne har identifisert minst ett teknisk og økonomisk gjennomførbart konsept som gir grunnlag for å starte studier som leder fram til konseptvalg.

Kandidat – Letelisens tildelt, og mulighetsstudier konkluderer at det ikke er vesentlige hindre for at videre studier vil bekrefte at lageret er geologisk egnet og at prosjektet er kommersielt gjennomførbart

4.3.4 Barrierer og behov

Sentrale barrierer

Investeringer i modning av lager og infrastruktur på norsk sokkel i dag medfører en høy risiko sammenlignet med usikre og moderate forventninger til fremtidig inntekt.

Forventet utvikling av kvotepris og pris på kreditter for karbonfjerning er på kort sikt for lav til å danne basis for kommersielle verdikjeder for CO₂-håndtering. Uten tilsagn om virkemidler som sikrer lønnsomhet vegrer utslippere seg for å ta investeringsbeslutninger og inngå kontrakter for leveranse av CO₂ til lageroperatører.

Et begrenset hjemmemarked for CO₂-fangst i Norge og andre forhold, som lang avstand til utslippere og støttemekanismer knyttet til lagre i EU som får status som strategiske netto-null prosjekt, bidrar til å svekke konkurranseevnen til lager på norsk sokkel.

Det er fortsatt uklårheter knyttet til hvilket avgifts- eller skatteregime aktivitetene underlegges, krav til finansiell sikkerhets-stillelse samt akseptkriterier for lekkasjerisiko.

Industriens behov

Virkemiddelapparatet bør tilpasses slik at det bidrar til finansiell risikoavlastning samt legger til rette for å modne fram løsninger for å sikre nødvendig skala, læring og kostnadsreduksjoner både for CO₂-fangst og -lagring. Det bør fokuseres på hele CCS-verdikjeden og settes inn tiltak for å styrke forretningsgrunnlaget for utslippere som gir insentiver til fangst og lagring.

Fangst- og infrastrukturprosjekter i Norge må modnes parallelt frem mot investeringsbeslutning og lageraktørene må tilbys kontrakter med akseptabel varighet. Dette kan kreve et privat-statlig samarbeid. Ved statlig koordinert anskaffelse av lagringstjenester må garantier gis om en årlig minimumsinntekt for perioden som lagerkapasitet er reservert.

Skattemessige rammebetingelser for CO₂-lagring på norsk sokkel bør, i samsvar med skatteevneprinsippet, bli beskattet av et reelt overskudd, og hensynta inntekts- og kostnadsprofilen for lagrene.

Kriterier for akseptabel risiko med CO₂-lagring i egnede reservoar bør vurderes med hensyn til den faktiske risikoen for miljøpåvirkning og veies opp mot nytteverdien av CO₂-lagring for samfunnet. Tilsvarende bør kravene til finansiell sikkerhet være proporsjonale med det finansielle behovet som følger av lagerets risikoprofil.

Virkemiddelapparatet bør tilpasses slik at det bidrar til finansiell risikoavlastning samt legger til rette for å modne fram løsninger for å sikre nødvendig skala, læring og kostnadsreduksjoner både for CO₂-fangst og -lagring

4.4 Havbunnsmineraler

4.4.1 Handelskonflikter og dominans av enkelte land krever strakstiltak for å styrke forsyningssikkerheten for viktige mineraler

Et tiltagende konfliktnivå i handelspolitikken har hatt en tydelig påvirkning på mineralmarkedene det siste året. I desember 2024 begrenset Kina eksporten av tre nøkkelmineraler (gallium, germanium og antimon) for halvlederproduksjon til USA. Samtidig kunngjorde Kina ytterligere eksportkontroll for grafitt og eksportører må søke om tillatelse til å sende grafittmaterialer, inkludert de som er essensielle for elbiler og batterier. I februar 2025 innførte kinesiske myndigheter kontroll på eksporten av ytterligere en rekke materialer, inkludert wolfram, tellur, vismut, indium og molybden – mineraler som primært brukes i forsvarsindustrien og høyteknologiske applikasjoner. I april 2025 var usikkerheten stor omkring USAs innføring av tollregler, og Kina etablerte tilsvarende toll på amerikanske varer og strategiske eksportbegrensninger for sjeldne jordarter, permanente magneter og andre ferdige metallprodukter som vil være vanskelige å erstatte.

Det internasjonale energibyrået (IEA) understreker i en analyse fra februar 2025 at det haster å styrke innsatsen for å sikre fremtidig forsyningssikkerhet for kritiske mineraler. IEA Critical Minerals Security Programme ble etablert i 2022 for å støtte regjeringer i å styrke kritisk mineralsikkerhet, gi en plattform for land til å dele beste praksis, koordinere tiltak som svar på risikoer og nødsituasjoner, og utvikle strategier for å fremme forsyningsdiversifisering. Som en del av programmet holdt IEA den første i sitt slag sikkerhetsøvelsen for kritiske mineraler i desember 2024. Øvelsen fokuserte på å styrke beredskapen, fremskynde diversifisering og akselerere implementeringen av strategiske politiske tiltak for å redusere kritiske mineralforsyningsrisikoer.

4.4.2 Økt utvinning av mineraler og metaller er avgjørende for energiomstillingen

For å nå målene om netto null utslipp må samfunnet omstilles på en måte som krever storskala utvikling og mange ganger utrulling av lav- og nullutslippsteknologier. Alt fra vindturbiner og solcellepaneler til elektriske kjøretøy, brenselceller og batterilagring krever et bredt spekter av mineraler og metaller. Type og mengde mineralbehov varierer på tvers av de ulike teknologiene, og innenfor en bestemt teknologi (f.eks. batterikjemi i elektriske kjøretøy), slik som illustrert i sammenstillingen til det internasjonale energibyrået i Figur 30.

Utover det voksende behovet for mineraler og metaller til klimaomstillingen, har forsvarsindustriens etterspørsel etter mange av de samme råmaterialene økt som følge av opprustning i en tid med økte geopolitiske spenninger. Globale mineralverdikjeder er gjerne også dominert av enkeltland, og verdikjedene er sårbare for plutselige endringer i handelspolitikk eller nye konflikter.

4.4.3 Norske havbunnsmineraler kan bidra til å styrke forsyningssikkerheten for strategisk viktige råmaterialer

EU har en betydelig importavhengighet innenfor flere mineral- og metallverdikjeder. Som følge av de økte spenningene i handelspolitikken de siste årene har EU kartlagt sårbarheter og iverksatt tiltak for å redusere disse. EU har identifisert mineraler som er viktige for samfunnsbygging, industri, teknologiutvikling og energiomstilling og publiserer med jevne mellomrom to lister over viktige mineraler; en for kritiske råmaterialer med større risiko for forsyningsbrudd og en kortere liste for råmaterialer av strategisk betydning. I norske farvann finner vi 17 av de 22 mineralene på EUs liste over strategiske råvarer, hvorav fire av seks sjeldne jordartsmetaller for permanente magneter til klima- og forsvarsteknologi. Norge er også Europas største produsent av primæraluminium som står på begge listene.

FIGUR

30

BEHOVET FOR KRITISKE MINERALER TIL LAV- OG NULLUTSLIPPSTEKNOLOGIER ¹⁵

Kilde: IEA

	Kobber	Kobolt	Nikkel	Litium	Sjeldne jordarter	Krom	Sink	Platina-metaller	Aluminium
Solpanel (PV)	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Vind	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Vannkraft	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Bioenergi	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Geotermisk energi	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Kjernekraft	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Kraftnett	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Elbiler og batterilagring	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Hydrogen	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Viktighet:	Høy ●			Middels ●			Lav ●		

Gjennom satsinger som *Critical Raw Materials Act* og *Net Zero Industry Act* ønsker EU å prioritere europeiske prosjekter for mineralvirksomhet, både utvinning og prosessering. Når det gjelder mineralvirksomhet på havbunnen har EU-Kommisjonen uttrykt et behov for mer forskning og kunnskap på effekter av utvinning på miljø, biomangfold og sosioøkonomiske forhold før utvinning kan skje, slik at man begrenser skadevirkninger i havet. I Norge har man igangsatt forberedende arbeid med å kartlegge ressurspotensialet og for å kunne utrede miljøeffekter. Utviklingen av havbunnsmineralindustri i Norge kan bidra til å styrke forsyningssikkerheten av viktige verdikjeder og i samarbeid med universitetene i Bergen og Tromsø, har Sökkeldirektoratet medvirket til tre tokt i 2024. Toktene har gitt bedre oversikt og kunnskap på Mohnsryggen og i Grønlandshavet hvor de indikerer et større potensial for sulfidavsetninger og prospektive områder for manganskorpor. Ressurspotensialet for sulfidavsetningene har til nå bare vært ca. 40 prosent av skorpene, men de inneholder ulike mineraler. Sulfidavsetningene har noe kobolt og mest kopper og sink, mens manganskorpene har mest mangan, magnesium og titan. Resultatene bidrar til å identifisere og

konkretisere områder av interesse for mineralletting gjennom en bedre forståelse av de geologiske prosessene som former havområdene innenfor åpningsområdet.

4.4.4 Flere rammeverk må på plass før utvinningen av havbunnsmineraler kan starte

Havbunnsmineralvirksomhet er i dag begrenset på globalt nivå, og for å utvinne mineraler på havbunnen kreves utvikling av regelverk og rammeverk. På grunnlag av stortingsmeldingen *Meld. St. 25 (2022–2023) Mineralverksemd på norsk kontinentalsokkel* fra juni 2023 vedtok regjeringen i april 2024 formelt å åpne et område i Norskehavet og Grønlandshavet for mineralvirksomhet. De neste stegene for å åpne for mineralvirksomhet på sokkelen vil være å gjennomføre første konsesjonsrunde, fortsette den statlige kartleggingen av mineralressursene, og å fastsette relevante forskrifter. Allerede i juni 2024 ble den første konsesjonsrunden sendt på høring med sikte på å tildele de første tillatelsene i første halvår 2025. Den statlige kartleggingen av de aktuelle områdene er videreført, mens selve konsesjonsprosessen har blitt utsatt i denne stortingsperioden.

Når første konsesjonsrunde for mineralvirksomhet på norsk kontinentalsokkel blir tatt opp igjen, skal det fastsettes et arbeidsprogram for tillatelsene som blir gitt. I forbindelse med at Sökkeldirektoratet utarbeider forslag til arbeidsprogram, har Energidepartementet bedt om at de innhenter innspill fra andre statlige etater som Miljødirektoratet og Havforskningsinstituttet. De første planene for utvinning av havbunnsmineraler skal legges fram for Stortinget som proposisjon før departementet godkjenner utvinningsplanen. Regjeringen vil legge fram de første planene for utvinning for Stortinget før Energidepartementet eventuelt godkjenner slike planer.

Parallelt med arbeidet med å utrede et arbeidsprogram for en konsesjonsprosess for havbunnsmineralvirksomhet, har Sökkeldirektoratet og Energidepartementet lansert regelverksforslag som må på plass for å utvikle næringen. I februar publiserte Sökkeldirektoratet forslag til ny forskrift om datainnsamling og dokumentasjon om mineralvirksomhet på kontinentalsokkelen til offentlig høring. Energidepartementet har også sendt tre forskrifter under Havbunnsmineralloven på høring. Departementet legger opp til en tilsvarende struktur for havbunnsmineralloven som den som er etablert under petroleumsloven. Forslagene til forskrifter er derfor i stor grad basert på tilsvarende regler i forskrifter under petroleumsloven:

- Forskrift til havbunnsmineralloven
- Forskrift om Havbunnsmineralregisteret
- Forskrift til havbunnsmineralloven kapittel 8 om erstatning til norske fiskere

I utkastet til forskrift til havbunnsmineralloven legges det opp til at Sökkeldirektoratet delegeres myndighet til å gi mer detaljerte forskrifter på avgrensede områder. En femte forskrift som er på høring frem til midten av mai er fra

Havindustritilsynet om sikkerhet og arbeidsmiljø ved mineralvirksomhet til havs.

Energidepartementet opplyser i høringene om de tre forskriftene ovenfor at: «Eventuell utvinning av mineralforekomster ligger fremdeles et stykke frem i tid og betinger blant annet utvikling av teknologi og utredning av miljøeffekter ved utvinning. Departementet vil derfor i denne omgang gjennom forskrift fastsette bestemmelser som det er behov for i virksomhetens første fase hvor det skal tildeles tillatelser og gjøres undersøkelser og datainnsamling. Dette er i tråd med en skrittvis tilnærming til utvikling av virksomheten».

4.4.5 Offshore-næringens erfaringer og teknologi er viktig for å utvikle en ledende mineralvirksomhet til havs

I samsvar med stortingsmeldingen for mineralvirksomhet har regjeringen opprettet en målrettet og helhetlig satsing for å styrke kunnskapen om miljø- og naturverdier i dyphavet og forutsetningene for bærekraftig utvinning av havbunnsmineraler. Potensialet for å overføre kunnskap og teknologi fra olje- og gassindustrien er stor og vil stå sentralt i både leting og utvinning. Det er behov for mer forskning i hele verdikjeden, fra geologiske undersøkelser til effektiv og bærekraftig utvinning, og det forskes på virkninger på det ytre miljøet og økosystemet.

Sökkeldirektoratet og universitetsmiljøene i Norge har i sine undersøkelser og kartlegging av geologien på havbunnen, benyttet seg av teknologi utviklet av olje- og gassindustrien som undervannsfarkoster (manuelt styrte og automatisk styrte), boreteknologi, ekkoloddløsninger, samt skip som er tilpasset bruken av dette avanserte utstyret.

4.4.6 Barrierer og behov

Sentrale barrierer

Efaringer fra etablering av mineralvirksomhet på fastlandet viser at prosessene kan ta lang tid. Det er bekymringsverdig og gir økt usikkerhet for aktører som ønsker å satse på havbunnsmineraler at det i de årlige statsbudsjettprosessene sås tvil om arbeidet myndighetene har iverksatt for å korte ned prosessen for prosjekttillatelser og tilrettelegge for mineralvirksomhet på havbunnen.

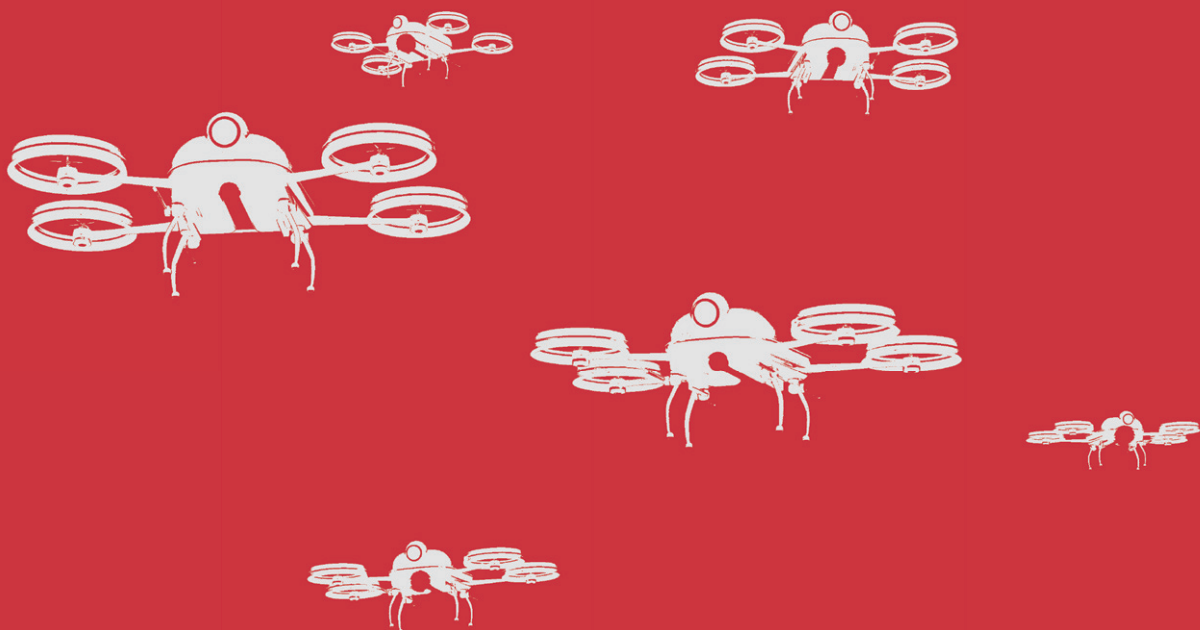
Industriens behov

Myndighetene har god framdrift i etablering av nødvendige forskrifter for å utføre virksomheten, selv om det gjenstår betydelig arbeid for deler av regelverket. Det er viktig at myndighetene opprettholder tempoet i utviklingen av rammeverket.

Forutsigbarhet er viktig og næringen vurderer virksomheten i et lengre perspektiv enn i undersøkelse- og datainnsamlingsfasen. Derfor bør arbeidet med å etablere regler for neste fase starte allerede nå.

Snarlig etablering av en arbeidsgruppe bestående av forvaltning og næring for å se på muligheter og utfordringer for å samkjøre verdikjedene for utvunnet/landsatt malm.





De store geopolitiske endringene som har funnet sted de siste fem årene har fått store konsekvenser for prioriteringene i europeisk energipolitikk.

5

OPPRØRT HAV

5.1 Geopolitikken setter europeisk energiforsyning under press – nye prioriteringer må til

De store geopolitiske endringene som har funnet sted de siste fem årene har fått store konsekvenser for prioriteringene i europeisk energipolitikk. Den første von der Leyen-kommisjonen fra 2019 hadde klimasaken som sin fanesak, med European Green Deal og ambisiøse mål for utslippskutt og omstilling av europeisk økonomi. Selv om ambisjonene på klimaområdet fortsatt står fast, vektlegges nå arbeid med sikkerhet, selvforsyning, militær kapasitet og økonomiske konkurransekraft vel så tungt. Tre sentrale årsaker til dette skiftet i prioriteringer på EU-nivå er:

- **Gasskrisen og høye energipriser.** Russlands invasjon av Ukraina førte til en kraftig reduksjon i gassleveransene til EU og tilhørende høye priser. Gasskrisen synliggjorde en uakseptabel høy risiko knyttet til EUs importavhengighet på energiområder. Som et svar på denne krisen, lanserte Kommisjonen REPowerEU-planen som peker på utfasing av russisk gass gjennom raskere fornybarutbygging, energieffektivisering og diversifisering som tiltak.
- **Redusert tiltro til globale forsyningskjeder.** I en mer anspent geopolitisk kontekst knytter det seg større risiko til verdikjeder der man er avhengig av et velfungerende internasjonalt handelsregime og usikkerheten knyttet til rammevilkårene for internasjonal handel har økt. EU ser det derfor som viktig å ta grep for å øke forsyningssikkerheten og egen kapasitet innen hele verdikjeden for strategiske råvarer og produkter.
- **Svekket innovasjonsevne og konkurransekraft.** Draghi-rapporten lansert høsten 2024 av Mario Draghi, den tidligere italienske statsministeren og europeiske sentralbanksjefen, har på oppdrag fra EU-Kommisjonen gjennomgått europeiske konkurransevilkår og peker på hva som eventuelt må til for å styrke konkurransekraften mot særlig Kina og USA. Rapporten trekker frem høye energipriser og overregulering som hindringer for at europeiske selskaper kan vokse, og belyser et stort europeisk innovasjonsgap. En styrking av europeisk innovasjonsevne og konkurransekraft vil være viktig for å sikre arbeidsplasser, økonomisk utvikling og etablering av egne lav- og nullutslipps energi- og industriverdikjeder for omstillingen mot netto null.

I tillegg vil økte investeringer i forsvarsindustri kunne redusere subsidier til lavutslippsløsninger.

Innen energipolitikk refererer man ofte til «det energipolitiske trilemmaet», der man må finne en balanse mellom tre overordnede hensyn:

- **Energipriser:** Et effektivt og rimelig energisystem for å gi forbrukere, næringsliv og industri lave energikostnader.
- **Forsyningssikkerhet:** Et energisystem som har høy leveringskvalitet og er motstandsdyktig mot ytre press eller aksjoner.
- **Bærekraft:** Et energisystem som har minst mulig negativ innvirkning på klima, miljø og andre bærekraftsmål.

Det finnes eksempler på tiltak som kan bidra til en styrking av alle de tre dimensjonene, men som regel må man forta avveininger mellom dem. For eksempel kan kullkraft være svært rimelig, men har betydelige negative miljøeffekter, og mens importert gass kan være en rimelig energikilde, kan det samtidig gjøre en mer avhengig av eksportlandet.

De siste årene har et økt fokus på forsyningssikkerhet og økt konkurranseevne i forhold til USA og Kina endret de energipolitiske prioriteringene. For norsk olje- og gassindustri, vil endringer i europeiske prioriteringer innenfor energitrilemmaet medføre både risikoer og muligheter. I illustrasjonen nedenfor er det oppsummert noen overordnede risikomomenter og muligheter knyttet til at de ulike hensynene i energitrilemmaet ned- eller oppprioriteres.

Eksempler på overordnede risikomomenter og muligheter for aktørene på norsk sokkel knyttet til om de ulike hensynene i energitrilemmaet ned- eller oppprioriteres



ENERGIPRISER

Risiko ved nedprioritering

- Høye kostnader og ustabilitet i nett som truer gjennomføring
- Manglende etterspørsel og villighet for å investere i storskala lav- og null-utslipps- infrastruktur
- Manglende oppslutning rundt klimapolitikk

Muligheter ved prioritering

- Økt aksept for videre utnyttelse av petroleums-ressurser.



BÆREKRAFT

Risiko ved nedprioritering

- Nedskalering og utsettelse av prosjekter innenfor havvind, CCS og hydrogen
- Kostnader knyttet til akutte og kroniske klimaeffekter

Muligheter ved prioritering

- Etablering av nye lavkarbon verdikjeder på norsk sokkel
- Økt marked for på energieffektive teknologier og -løsninger



FORSYNINGSSIKKERHET

Risiko ved nedprioritering

- Økt trussel mot aktivitet på norsk sokkel
- Begrensninger i leverandørkjede, høyere kostnader i leverandørkjeden som gir høyere energipriser

Muligheter ved prioritering

- Utvikling og eksport av maritime og digitale teknologier med anvendelse innen beredskap og sikkerhet
- Utvinning og etablering av verdikjeder for havbunnsmineraler

5.2 Risikoen for fremmed påvirkning øker når norsk sokkel blir viktigere for EUs forsyningssikkerhet

Norge, med sokkelens gassproduksjon og rørgassleveranser, har blitt en enda mer sentral partner for å sikre EUs energiforsyning, samtidig som EU er Norges viktigste energikunde. Økt uforutsigbarhet og geopolitiske spenninger har ført til at trusselbildet de siste par årene har endret seg, og norsk sokkel står overfor nye utfordringer knyttet til beskyttelse av energiforsyningskjeder mot sikkerhetstrusler. Dette forholdet gjelder spesielt for tradisjonelle energibærere som olje og gass, men kan også påvirke nye lav- og nullutslippsløsninger som blått hydrogen og havvind.

Energidepartementet besluttet høsten 2022 å legge Equinor, Gassco og Petoro helt eller delvis inn under sikkerhetsloven. Vedtakene ble gjort med hjemmel i de følgende grunnleggende nasjonale funksjonene: «transport av gass i rør til Europa» og «kontroll med utvinning av petroleum på norsk sokkel». Et helt eller delvis bortfall av disse funksjonene vil få konsekvenser for statens evne til å ivareta nasjonale sikkerhetsinteresser og sine forpliktelser som en pålitelig energileverandør.

Norges lokasjon i nordområdene og betydning som energileverandør til Europa, samt Norges ledende rolle innen maritime teknologier, gjør at aktører på norsk sokkelen i større grad kan bli utsatt for utenlandsk etterretningsvirksomhet, påvirkning, spionasje og sabotasje i tiden fremover.

For norsk olje- og gassindustri vil endringer i europeiske prioriteringer innenfor energitrilemmaet medføre både risikoer og muligheter

5.2.1 Utviklingen internasjonalt påvirker energimarkedene og premissene for sokkelen som en energileverandør

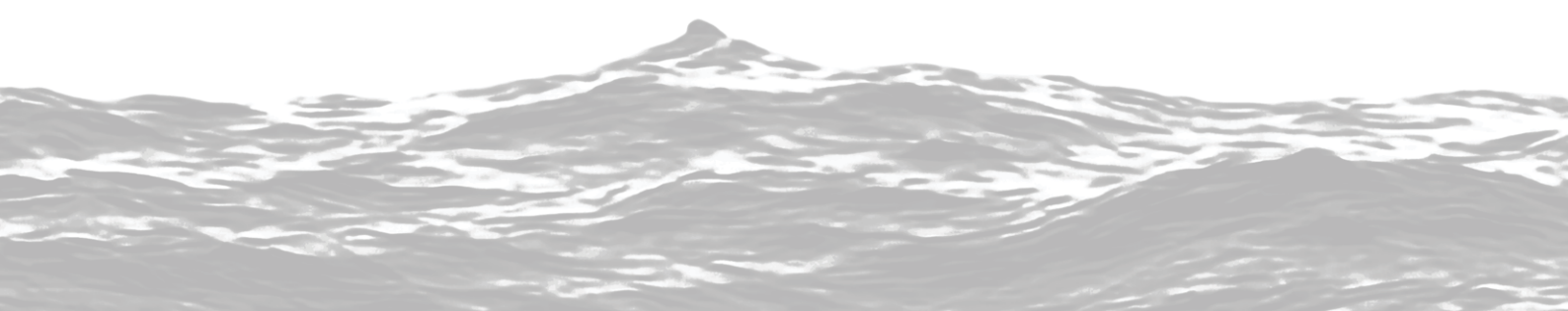
Trusselvurderingene for norske mål har endret seg raskt i negativ retning de siste årene. I 2023 uttalte Politiets sikkerhetstjeneste (PST) at det var lite sannsynlig med sabotasje mot norske mål i sin åpne trusselvurdering (NTV 2023). I NTV 2024 var dette endret til at PST mente det var mulig med sabotasje mot norske mål, mens i NTV 2025 vurderer PST det som sannsynlig at russisk etterretning vil forsøke å utføre aksjoner mot mål i Norge i 2025. Hensikten med eventuelle aksjoner vil være å forhindre norske leveranser til Ukraina eller å påvirke opinionens holdning til fortsatt støtte i negativ retning. Målene for eventuelle aksjoner i Norge vil sannsynligvis ligne på hendelser som er registrert i Europa. I tillegg kan norskeid energiinfrastruktur også bli mål for sabotasje. I forbindelse med presentasjon av Nasjonal sikkerhetsmyndighets (NSM) risikovurdering for 2025 uttalte NSMs sjef at: «Det handler ikke lenger om det skjer, men når det skjer.» Det har således vært en ganske dramatisk utvikling i trusselbildet de siste to år med petroleumsvirksomheten i sentrum for denne utviklingen.

Offshore energiinfrastruktur har vært mål for flere sabotasjeangrep de siste årene. Et kjent eksempel er eksplosjonene ved Nord Stream 1 og 2 i Østersjøen, men det har også vært flere hendelser med grovt skadeverk på kommunikasjons- og energinettverk.

Ifølge PSTs trusselvurdering har den russiske etterretningstjenesten økt sin risikovilje for å utføre sabotasjeaksjoner de to siste årene, og det er sannsynlig at de vil initiere aksjoner mot mål i Norge i 2025. Slike sabotasjeaksjoner har gjerne vært knyttet til eiendom og logistikkinfrastruktur for å støtte Ukraina, men PST peker også på at norskeid energiinfrastruktur også kan bli mål for slik sabotasje.

I takt med at Norge får en stadig mer sentral rolle som energileverandør til Europa blir norsk energiinfrastruktur et mer aktuelt mål for utenlandske aktører. Energiinfrastrukturen på sokkelen består av et nettverk av rørledninger på over 8800 km, og flere installasjoner forsynes med kraft fra land. I tillegg styres enkelte komplekse industrielle operasjonssystemer via kommunikasjonskabler fra land. Disse kan være sårbare for hybride trusler som cyber- og sabotasjeangrep.

Cyberangrep kan påvirke driften av olje- og gassinstallasjoner og implementeringen av nye teknologier offshore. Ifølge NSM utgjorde cyberhendelser i petroleumsvirksomhet kun 1 prosent av det totale antallet registrerte cyberhendelser i 2025, mens virksomheter som opererer innenfor avansert teknologi og kommersielle næringer («høyt teknologi og næring») som IT-selskaper, telekommunikasjon, bioteknologi, farmasøytisk industri mm. sto for 63 prosent.



5.2.2 Sokkelen er ledende på teknologiutvikling – norske bedrifter kan være sårbare for utenlandsk påvirkning

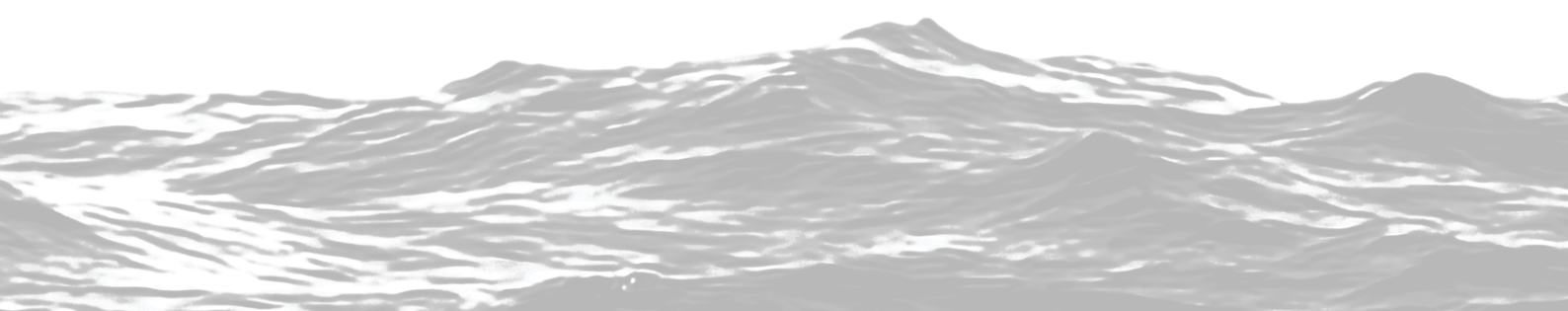
PST venter at norske varer, tjenester og teknologier vil bli forsøkt anskaffet på fordekte måter, eksempelvis fra statlige aktører som Russland, Kina og Iran. Teknologier og systemer som i utgangspunktet er utviklet for sivile formål, kan være av interesse for fremmede stater som ønsker å bruke eller videreutvikle løsningene til militære anvendelsesområder. Særlig Russland er under press for å sikre tilgang på flerbruksteknologi etter flere år med sanksjoner og behov knyttet til krigføring.

Industrien som leverer til norsk sokkel er internasjonalt ledende innenfor maritime teknologier med applikasjoner innenfor en rekke områder som bl.a. kommunikasjon, navigasjon, sensorer, maskinlæring og fremdriftssystemer. Bedrifter og individer blir mer attraktive mål og sårbare for utenlandsk etterretning, inkludert selskaper innen petroleums- og energisektoren, elektronisk kommunikasjon, marinteknologi, datasenterindustri, samt forskning og utdanning. Utviklingen de siste årene viser at mindre bedrifter og leverandører til større selskaper blir utsatt for spionasje, cyberoperasjoner, sikkerhetstruende oppkjøp, rekruttering av innsidere og påvirkningsoperasjoner.

5.3 Geopolitisk uavhengighet og lokale verdikjeder øker kostnadene for energi og omstillingen

En rekke hendelser de siste årene har bidratt til økt kostnadspress i Europa. Utfasingen av russisk gass i kjølvannet av invasjonen av Ukraina førte til svært høye energikostnader, og det oppsto flaskehalser i flere internasjonale verdikjeder innen fornybar kraft og nett. Samtidig har EU fulgt en stadig mer ambisiøs klima- og bærekraftspolitik. To utviklingstrekk som kan legge ytterligere press på europeisk økonomi framover er militær opprustning som følge av krigen i Ukraina og et strategisk ønske om å styrke europeisk militærkapasitet.

En eskalering av globale handelskonflikter vil presse kostnadene videre opp. Uavhengig av om en eskalering finner sted, har den økte usikkerheten rundt stabiliteten i globale handelsnettverk og klimahensyn gjort at EU ønsker å styrke og trygge egne verdikjeder fra råmaterialer til prosesseringskapasitet, noe som vil medføre økte kostnader i form av oppbygging og etablering av ny industriell kapasitet som tidligere ikke har vært konkurransedyktig i et globalt marked. For aktørene på sokkelen kan utviklingen innebære en betydelig økning i leverandørkostnader, samt usikkerhet knyttet til tempo og retning på energiomstillingen.



5.4 Tett norsk-europeisk partnerskap for langsiktig utvikling og verdiskaping på sokkelen

EU ønsker økt selvforsyning og motstandsdyktighet i møte med en mer volatil og usikker verden. I den forbindelse er det kritisk viktig for EU å sikre seg trygg tilgang på rimelig energi med lave utslipp, råmaterialer til eksisterende og ny industrivirksomhet, og verdikjeder som i mindre grad er avhengig av leveranser fra andre geopolitiske blokker. En mer anspent sikkerhetssituasjon krever også større fokus på beredskap og sikkerhet enn tidligere.

Med dette bakteppet kan norsk sokkel og den norske offshore-industrien være en sentral bidragsyter til oppnåelse av EUs ambisjoner framover, både innen energi, råmaterialer og sikkerhet.

Norge kan være en trygg leverandør av energi med lave utslipp. Norges rolle som en pålitelig leverandør av olje og gass har blitt betydelig styrket de siste årene, der norsk sokkel blant annet har klart å øke sin gassproduksjon for å imøtekomme EUs importbehov i forbindelse med utfasingen av russiske leveranser. Norges rolle vil styrkes ytterligere de kommende årene, i takt med at EU arbeider mot en komplett utfasing av russisk gass innen 2027. Lave oppstrøms klimagassutslipp sammenlignet med andre importkilder vil være et viktig konkurransefortrinn framover. Det samme vil Norges politiske stabilitet og forutsigbare rammer være. EU har også et stort behov for mer kraft med lave eller ingen utslipp. Norge er en del av det europeiske kraftmarkedet og er knyttet til flere EU-land gjennom mellomlandsforbindelser. Framover peker EU på Nordsjøen som et svært viktig energisenter med storstilt utbygging av havvind og et masket havnett, og dette representerer en viktig mulighet for norsk-europeisk samarbeid innen fornybar kraft.

Norsk mineralutvinning kan styrke forsyningssikkerheten for flere viktige råmaterialer. Under voksende press fra en økende global handelskonflikt har EU identifisert sårbarheter knyttet til leveransene av flere råmaterialer som er avgjørende for å lykkes med grønn industriell utvikling. Framover vil EU styrke innsatsen for europeisk utvinning og prosessering av viktige metaller og mineraler for samfunnsbygging, industri, teknologiutvikling og energiomstilling. Flere av de strategiske råvarene finnes i norske farvann, og utvikling av havbunnsmineralvirksomhet på sokkelen i Norge kan bidra til etableringen av europeiske verdikjeder og sikre ny industri og arbeidsplasser offshore og på land. Draghi-rapporten fremhevet offshore mineralutvinning som en næring med stort vekstpotensial. EU-kommisjonen har uttrykt at man har behov for mer forskning og kunnskap om konsekvensene av havbunnsmineralvirksomhet før utvinning kan skje - slik at man begrenser skaden på livet i havet.

Norge kan være en viktig samarbeidspartner innen beskyttelse av maritim energiinfrastruktur.

I en mer anspent sikkerhetssituasjon, står sikring av kritisk infrastruktur høyt på agendaen i EU. EU arbeider blant annet med nye handlingsplaner med innskjerpede rutiner for samfunnskritiske tjenester som energi samt styrket privat-offentlig samarbeid og en egen handlingsplan for vern av undersjøiske kabler. Aktørene på norsk sokkel har lang erfaring med utvikling og anvendelse av maritime og digitale teknologier for overvåking, varsling og styring samt rutiner for beredskap, og et økt europeisk beredskapsfokus og -samarbeid om offshore infrastruktur vil dermed kunne styrke mulighetene for eksport av norsk erfaring og teknologi.

Tett samarbeid mellom Norge og EU er

avgjørende for å lykkes. For å realisere Norges potensial som en sikker leverandør av energi, råmaterialer og utstyr fullt ut, er det avgjørende at Norge og norske aktører blir regnet som en del av EUs indre marked og kan konkurrere på like vilkår som øvrige europeiske aktører. Det innebærer at Norge bør omfattes og fullt ut ta del i nye virkemidler fra EU som skal stimulere til oppbygging og styrking av europeiske verdikjeder gjennom støtteordninger, målsetninger og krav.

For å realisere Norges potensial som en sikker leverandør av energi, råmaterialer og utstyr fullt ut, er det avgjørende at Norge og norske aktører blir regnet som en del av EUs indre marked

6

VEDLEGG

Kategorisering av felt/ anlegg for kraftforbruksprognose

Tabell 1 viser de enkeltstående prosjektene som ligger inne i kraftprognosen som vist i kapittel 2.3.

I drift	Godkjent tilknytning	Søkt tilknytning*	Identifiserte - ikke* omsøkt
Kårstø	Yggdrasil	Goliat satellitter	Ny kompressor på Kollsnes
Utsira	Oseberg gass kapasitetsoppgradering inkl delvis elektrifisering		Peon
Valhall	Melkøya CO2 reduksjon		
Kollsnes	Njord og Draugen		
Troll A	Kårstø utslippsreducerende tiltak		
Martin Linge	Halten Nord		
Gjøa, Vega, Nova, Duva	Balder-Grane feltene		
Nyhamna, inkludert Ormen Lange fase 3	Tampen		
Melkøya LNG			
Goliat			
Troll Vest			
Sture			

*Goliat satellitter, Ny kompressor på Kollsnes og Peon har ikke utslippsprofiler

Medlemmer i KonKrafts råd

- Kine Asper Vistnes
Leder, LO
- Ole Erik Almlid
Administrerende direktør, NHO
- Hildegunn T. Blindheim
Administrerende direktør, Offshore Norge
- Knut Arild Hareide
Administrerende direktør, Norges Rederiforbund
- Harald Solberg
Administrerende direktør, Norsk Industri
- Frode Alfheim
Forbundsleder, Styrke
- Jørn Eggum
Forbundsleder, Fellesforbundet
- Marianne Olsnes
Adm. dir og styreleder, Norske Shell
- Kjetil Hove
Konserndirektør,
Utvikling og produksjon Norge, Equinor
- Ståle Kyllingstad
Konsernsjef, IKM
- Sturla Magnus
Konserndirektør, Aker Solutions
- Anne J. Møkster
Konsernsjef og administrerende direktør, Simon
Møkster Shipping AS
- Simen Lieungh
Administrerende direktør, Odfjell Drilling

KonKrafts sekretariat

- Håkon Knudsen Toven
Sekretariatsleder KonKraft
- Sindre Kvil
Rådgiver KonKraft

Medlemmer i KonKrafts arbeidsutvalg

- Benedicte Solaas
Offshore Norge
- Torbjørn Giæver Eriksen
Offshore Norge
- Knut Erik Steen
Norsk Industri
- Runar Rugtvedt
Norsk Industri
- Thomas Saxegaard
Norges Rederiforbund
- Lill-Heidi Bakkerud
Styrke
- Olav Lie
LO
- Mohammad Afzal
Fellesforbundet
- Per Øyvind Langeland
NHO
- Geir Seljeseth
Styrke
- Christoffer Zahl
NHO

Utarbeidelse av statusrapporten

- Trym Edvardsson
Offshore Norge (prosjektleder)
- Leonora Leine Skorpen
THEMA Consulting Group (konsulent)
- Sofie Helene Jebsen
THEMA Consulting Group (konsulent)
- Adrian Mekki
THEMA Consulting Group (konsulent)
- Maren Nygård Basso
Norges Rederiforbund

FRAMTIDENS ENERGINÆRING PÅ NORSK SOKKEL
- STATUSRAPPORT 2025

Utgitt av KonKraft juni 2025.

Formgivning og illustrasjoner:
Øystein Finnestad
Finnestad AS



KonKraft