

Høringsnotat

Klimakrav til offshorefartøy

På vegne av Klima- og miljødepartementet sender Miljødirektoratet forslag til klimakrav til offshorefartøy med hjemmel i forurensingsloven på høring.

Hovedpunkter i forslaget som legges på høring

Klima- og miljødepartementet foreslår et krav til operatører for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel om å redusere klimagassintensiteten til offshorefartøy som benyttes i petroleumsvirksomhet. Dette innebærer at utslipp av klimagasser per forbrukte energienhet på fartøyene må reduseres med en viss prosentandel målt mot en referanseverdi for fossilt drivstoff. Formålet er å redusere klimagassutslipp fra offshorefartøyene, i tillegg til å fremme teknologiutvikling med sikte på nullutslippsløsninger for ulike skipssegmenter, herunder offshorefartøy.

Kravet er foreslått gjeldende fra 1. januar 2029 med opptrapping fram til 2040. I denne perioden skal klimagassintensiteten være følgende:

	2029-2031	2032-2034	2035-2037	2038-2040
Redusert klimagassintensitet i forhold til referanseverdien 91,16 gram CO₂-ekv. / MJ	10 %	15 %	20 %	40 %

Kravet skal oppfylles samlet for alle skip som utfører aktiviteter på vegne av en operatør som ledd i petroleumsvirksomhet til havs, det vil si ikke for hvert enkelt skip hver for seg. Det foreslås videre at det gis fleksibilitet for oppfyllelse av kravet, ved at operatørene kan samarbeide om å oppfylle kravet i fellesskap. Dette begrenser ulempene for operatørene, særlig for mindre aktører. Kravet skal oppfylles for perioder på tre år, og ikke for hvert enkelt år. Dette gir operatørene økt handlingsrom til å håndtere variasjoner i skipsaktiviteten.

Kravet bygger på innretningen i FuelEU-forordningen, som er EUs regelverk for å fase inn drivstoff med lavere klimagassutslipp i skipsfarten. Klimagassintensiteten blir beregnet med faktorer for utslipp fra produksjon og bruk av drivstoffene som fartøyene benytter.

For å oppfylle kravet, må offshorefartøy gradvis ta i bruk en økende andel drivstoff med lavere klimagassutslipp enn fossilt drivstoff. Energibærere som kan brukes til å oppfylle kravet er:

- Fornybare drivstoff av ikke biologisk opprinnelse (renewable fuels of non-biological origin - RFNBO), for eksempel drivstoff basert på fornybart hydrogen
- Drivstoff som er basert på lavkarbon hydrogen og lavkarbon gass
- Biogass laget av råstoff som er oppgitt i vedlegg IX i fornybardirektivet ((EU) 2018/2001)
- Elektrisitet tilført gjennom landstrømsstilknytning

For å stimulere til teknologiutvikling innebærer forskriften at drivstoff av ikke-biologisk opprinnelse, lavkarbon hydrogen og drivstoff basert på lavkarbon hydrogen dobbelt-telles fram til 2034.

Logistikkforbedringer og energieffektivisering som reduserer andelen fossil energibruk i flåten vil også gi redusert klimagassintensitet og dermed gjøre det enklere å oppfylle kravet, så lenge minst en av energibærerne nevnt ovenfor er i bruk i flåten.

Bruk av flytende biodrivstoff teller ikke med i oppfyllelsen av kravet. Bakgrunnen for dette er at bruk av biodrivstoff vil medføre bærekraftsutfordringer ved at det kan føre til tap av naturmangfold og økte globale utslipp, i tillegg til at det er en svært knapp ressurs og ikke bidrar til nullutslippsløsninger eller den teknologiutvikling som er nødvendig for omstilling i skipsfarten. Biodrivstoff er dessuten allerede effektivt regulert gjennom omsetningskravet.

Dersom offshorefartøy i fremtiden tas inn i FuelEU, kan de selge samsvarsoverskudd med andre skip som er omfattet av FuelEU. Da kan andre skip velge å kjøpe samsvarsoverskudd fra offshorefartøyene som overoppfyller FuelEU-kravene heller enn å redusere sine egne utslipp. Samlet sett oppfyller skipene kravet om klimagassreduksjon i FuelEU, bare ved at mer av reduksjonene tas i Norge som følge av offshorekravet. Det kan da argumenteres for at kravet ikke påvirker globale utslipp. Departementet mener at kravet likevel vil ha global klimaeffekt. Ved økt bruk av andre fornybare eller lavkarbon drivstoff gjennom et klimakrav til offshorefartøy, kan mengden biodrivstoff brukt for å oppfylle FuelEU reduseres, og dermed også redusere globale utslipp fra biodrivstoff, samtidig som det bidrar til utvikling av nullutslippsteknologi.

Klima- og miljødepartementet ber særlig om høringsinnspill på:

- Innretningen av og nivået på kravet til klimagassintensitet.
- Er den foreslåtte dobbelttellingen av RFNBO-drivstoff og drivstoff basert på lavkarbon hydrogen et tilstrekkelig sterkt insentiv for å sikre innfasing av slike drivstoff, eller er det behov for et delkrav til RFNBO/lavkarbon hydrogen? Dette kan for eksempel være i form av krav om en minimumsandel av disse drivstoffene som skal inngå i oppfyllelsen av kravet.
- Vurdering av merkostnadene ved at kravet ikke kan oppfylles med flytende biodrivstoff og eventuelle synspunkter på alternative løsninger som kan gi tilsvarende effekt, med hensyn til utslippskutt og teknologiutvikling.
- Vurdering av global utslippseffekt opp mot anslåtte merkostnader.

Oppsummering av bakgrunn, behovet for og forventete effekter av forslaget

I Meld. St. 10 (2020–2021) – *Grønnere og smartere - morgensdagens maritime næring*, er det satt en ambisjon om å halvere utslippene fra innenriks sjøfart og fiske innen 2030. I forbindelse med budsjettforliket for revidert nasjonalbudsjett for 2023. Stortinget vedtok at regjeringen i løpet av 2023 skal «fremme krav om lavutslipp til offshorefartøy med sikte på innføring fra 2025 og nullutslipp fra 2029, eller tilsvarende krav som gir samme utslippseffekt for offshorefartøy».

Offshorefartøy er det skipssegmentet som bidrar mest til utslippene fra innenriks sjøfart. Ifølge Konkrafts statusrapport for 2024¹ var utslippene fra offshorefartøy i 2022 og 2023 rundt 1 million

¹ Konkraft, *Framtidens energinæring på norsk sokkel*, statusrapport 2024.

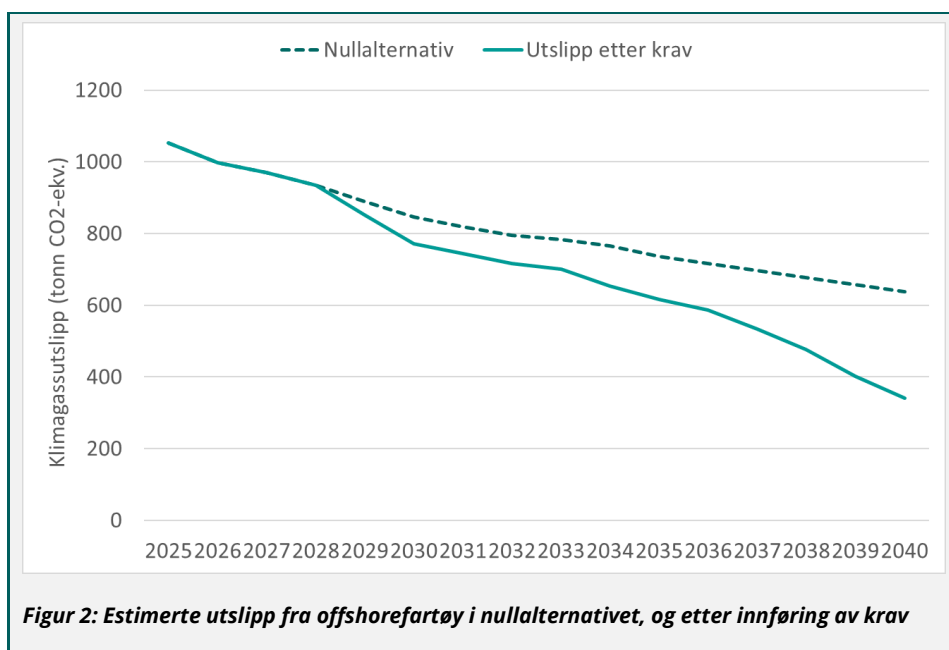
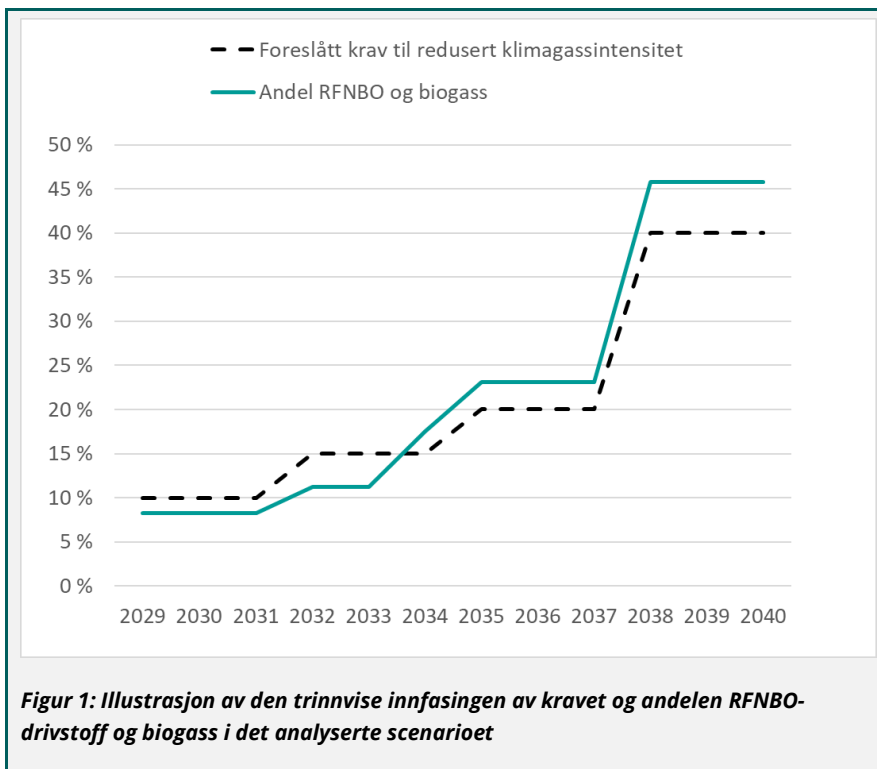
tonn CO₂. Utslippene fra offshorefartøy antas å falle med rundt 30 % fra 2023 til 2035 og mer betydelig mot 2050, uavhengig av nye virkemidler. Dette skyldes først og fremst forventet nedgang i aktivitetsnivå i petroleumsvirksomheten. Eksisterende virkemidler som CO₂-prising, omsetningskrav for flytende biodrivstoff og investeringsstøtte fra virkemiddelapparatet, og kommende virkemidler som IMO netto null-rammeverk og eventuelt FuelEU, dersom offshorefartøy blir inkludert der, vil også bidra til utslippsreduksjoner.

De bedriftsøkonomiske merkostnadene for drift og investering i skip med nullutslippsdrivstoff er i dag på rundt 5000 kr/tonn CO₂. Dagens CO₂-avgift og evt. opptrapping og kvotepris er ikke tilstrekkelig til å øke innfasingen av nullutslippsløsninger i skipsfarten. Heller ikke investeringsstøtte til produksjon og bunkringsinfrastruktur er tilstrekkelig fordi etterspørselen mangler. Dersom man skulle oppnådd samme effekt med tanke på å kutte utslipp og stimulere til teknologiutvikling, ville dette innebåret direkte driftsstøtte eller betydelig økte avgifter. Kommende internasjonale reguleringer, vil heller ikke være tilstrekkelig. Etter hvert som en del av skipene blir omfattet av IMO netto null-rammeverk, som forventes å bli fastsatt i 2025, og muligens FuelEU Maritime-forordningen, vil disse internasjonale kravene bidra til videre utslippsreduksjon, men gir svake insentiver til å ta i bruk nullutslippsdrivstoff, da kravene forventes i stor grad å bli oppfylt med flytende biodrivstoff.

Økt og forutsigbar etterspørsel etter nullutslippsdrivstoff er avgjørende for å utløse investeringer i nullutslippsfartøy og produksjon av nullutslippsdrivstoff. Det foreslåtte klimakravet til offshorefartøy vil bidra til å oppnå til disse formålene, særlig ettersom kravet gir insentiver til bruk av drivstoff produsert fra grønt hydrogen (RFNBO-drivstoff) og blått hydrogen (drivstoff basert på lavkarbon hydrogen) som fremmer bruk av nullutslippsteknologier på fartøyene. Teknologiutviklingen vil også komme andre skipssegmenter til gode og bidra til omstilling til lavutslippsamfunnet.

Det er analysert et scenario for en mulig oppfylling av kravet. Mange offshorefartøy som er i drift på norsk kontinentalsokkel opererer også i andre farvann. Den foreslåtte innfasingen av kravet innebærer at innføringen av lav- og nullutslippsdrivstoff trolig vil begrense seg til skip som stort sett opererer i Norge. I starten vil bransjen som helhet kunne oppfylle kravet med biogass og et relativt lavt antall nullutslippsfartøy. I perioden 2035-2040 er det derimot behov for å øke antallet nullutslippsfartøy betydelig. I starten vil kravet kunne oppfylles gjennom forsyningsskip med nye drivstoffteknologier, mens det etter hvert vil være nødvendig med innfasing av slike teknologier på andre fartøystyper. Disse vurderingene forutsetter at operatørene samarbeider om å oppfylle kravet. Datagrunnlaget for fartøy som vil bli omfattet av kravet er usikkert. Dette gjelder spesielt hvor mange fartøy som er på ulike typer kontrakter med operatørene, og hvilket energiforbruk og utslipp disse har i dag og fremover. Disse usikkerhetene påvirker ikke selve innretningen av kravet, siden nødvendig klimagassintensitet for å oppfylle kravet gjelder uavhengig av antall fartøy og energiforbruk. Men de gjør at estimerte utslippsreduksjoner og kostnader som følge av kravet er usikre.

Forventet samlet utslippsreduksjon til 2040 er beregnet til cirka 1,6 millioner tonn CO₂-ekvivalent. Gjennomsnittlig samfunnsøkonomisk tiltakskostnad er beregnet til cirka 3300 kr/tonn CO₂e. Operatører må forvente høyere kontraktspriser/dagrater, på grunn av økte investerings- og driftskostnader. Det vil bli noe økte administrative kostnader for Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet i oppfølging av forskriften. Staten vil i hovedsak bære kostnadene gjennom lavere skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten og lavere inntekter fra SDØE.



Innhold

1	Bakgrunn	6
1.1	Oppdrag til Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet.....	6
1.2	Norges utslippsmål og klimagassutslipp fra offshorefartøy.....	6
1.3	Petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel	7
1.4	Klimatiltak for offshorefartøy.....	10
1.5	Relevant regelverk for lav- og nullutslippsdrivstoff.....	18
2	Eksisterende klimavirkemidler for offshorefartøy og behovet for nye virkemidler	20
2.1	Nasjonale klimavirkemidler	20
2.2	Klimavirkemidler i EU og globalt.....	21
2.3	Behovet for nye klimavirkemidler for offshoreskip	25
3	Rettslig grunnlag for klimakrav til offshorefartøy	29
3.1	Generelt om regulering av petroleumsvirksomhet og skip etter forurensningsloven29	
3.2	Nærmere om indirekte regulering av offshorefartøy etter forurensningsloven	30
3.3	EØS-rettslige vurderinger	30
4	Forslag til klimakrav for offshorefartøy.....	33
4.1	Overordnet om forslaget til klimakrav til offshorefartøy	33
4.2	Hvem kravet gjelder for	33
4.3	Hvilke fartøy kravet gjelder for	33
4.4	Innretning av kravet	34
4.5	Flytende biodrivstoff og biogass.....	36
4.6	Dobbelttelling av RFNBO og drivstoff basert på lavkarbon hydrogen	37
4.7	Innfasing av kravet.....	38
4.8	Bærekrafts- og utslippsreduksjonskrav til energibærere.....	39
4.9	Rapportering.....	41
4.10	Tilsyn og håndheving.....	43
4.11	Unntak	44
5	Konsekvenser av forslaget	45
5.1	Konsekvenser for berørte aktører	45
5.2	Konsekvenser for samfunnet.....	50
5.3	Konsekvenser for det offentlige.....	53
6	Prinsipielle spørsmål og forutsetninger for vellykket gjennomføring.....	55

1 Bakgrunn

1.1 Oppdrag til Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet

Bakgrunnen for forslaget om klimakrav til offshorefartøy er regjeringspartienes budsjettforlik med SV i revidert nasjonalbudsjett for 2023, hvor man ble enige om følgende:

«Stortinget ber regjeringen i løpet av 2023 fremme krav om lavutslipp til offshorefartøy med sikte på innføring fra 2025 og nullutslipp fra 2029, eller tilsvarende krav som gir samme utslippseffekt for offshorefartøy.»

Det ble deretter gitt et oppdrag fra Klima- og miljødepartementet til Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet 5. februar 2025 om å utrede og utarbeide forslag til høringsnotat til et klimakrav for offshorefartøy. Det fremgår av oppdraget til direktoratene at formålet med klimakrav til offshorefartøy er å redusere klimagassutslipp fra offshorefartøyene, i tillegg til å fremme teknologiutvikling med sikte på nullutslippsløsninger for ulike skipssegmenter, herunder offshorefartøy.

1.2 Norges utslippsmål og klimagassutslipp fra offshorefartøy

Under Parisavtalen har Norge meldt inn et mål om å redusere utslippene i 2030 tilsvarende minst 55 prosent av nasjonale utslipp i 1990. Norge ønsker å oppfylle målet i samarbeid med EU. I klimaloven er det lovfestet at Norge skal være et lavutslippssamfunn i 2050, hvor klimagassutslippene er redusert med i størrelsesorden 90 til 95 prosent sammenliknet med 1990. Ved vurdering av måloppnåelse skal det tas hensyn til effekten av norsk deltakelse i EUs kvotesystem. I klimameldingen pekes det på at et lavutslippssamfunn betyr lave eller ingen utslipp i alle sektorer.

De nasjonale utslippene var 46,7 mill. tonn CO₂-ekv. i 2023, 9 % lavere enn i 1990. I 2023 var klimagassutslippene fra innenriks sjøfart nær 3 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Under innenriks sjøfart inngår blant annet offshorefartøy i trafikk mellom fastlandet og offshoreinstallasjoner, i trafikk mellom offshoreinstallasjoner, og i trafikk mellom havner på fastlandet. Offshorefartøy er skipssegmentet som bidrar mest til utslippene fra innenriks sjøfart. Ifølge Konkrafts statusrapport var utslippene rundt 1 million tonn CO₂ i 2023.²

Utslipp fra innenriks sjøfart inngår i innsatsfordelingen (ESR) i Norges klimasamarbeid med EU. Innsatsfordelingen omfatter utslipp fra transport, jordbruk, bygg og avfall, samt utslipp fra industri og petroleum som ikke er kvotepliktig. Under innsatsfordelingen får hvert land et utslippsmål, operasjonalisert gjennom årlige utslippsbudsjett for perioden 2021–2030. Dersom Norge viderefører klimasamarbeidet med EU, er det ventet at Norge vil få et budsjett i tråd med et mål om 50 prosent reduksjon i 2030 sammenliknet med 2005. Ifølge regjeringens klimastatus og -plan, er det beregnet et gap på 21,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter til å nå utslippsbudsjettet for 2021-2030 under innsatsfordelingen med vedtatt politikk. Gapet må tettes med ny eller forsterket politikk.³

² Konkraft, *Framtidens energinæring på norsk sokkel*, statusrapport 2024. Utslippstallene omfatter kun CO₂, og utslippet uttrykt i CO₂-ekvivalenter vil derfor være noe høyere.

³ S. 123. *Regjeringens klimastatus og -plan*, særskilt vedlegg til Prop. 1 S (2024-2025)

1.3 Petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel

1.3.1 Relevant regelverk

Offshorefartøy driver aktivitet som er tilknyttet petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Nedenfor gjengis i korthet relevant regelverk for petroleumsvirksomhet etter petroleumsloven og forurensningsloven.

Utvinningstillatelser etter petroleumsloven

For å kunne drive petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel kreves en utvinningstillatelse etter petroleumsloven. Denne gir enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleumforekomster (funn) innenfor utvinningstillatelsens angitte geografiske område. Området kan omfatte en eller flere blokker eller deler av blokker.

Utvinningstillatelser tildeles av Energidepartementet. Dette gjøres enten gjennom nummererte konsesjonsrunder eller ved årlig tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO).

Utvinningstillatelsene tildeles en gruppe av selskaper basert på søknader etter kunngjorte kriterier.

Innehaverne av utvinningstillatelsen kalles rettighetshavere, som blir eiere av den petroleumen som utvinnes. Energidepartementet utpeker en operatør for hver utvinningstillatelse, som på vegne av rettighetshaverne forestår den daglige ledelsen av petroleumsvirksomheten innenfor det området som er omfattet av tillatelsen.

Utvinningstillatelser kan også overføres mellom selskap, men dette må godkjennes av Energidepartementet. Ved årsskiftet 2024/2025 var det totalt 25 aktive selskaper på norsk sokkel, hvorav 17 var operatører.⁴

Dersom rettighetshaver beslutter å bygge ut en petroleumforekomst (et funn), skal det legges frem en plan for utbygging og drift (PUD) for det aktuelle feltet, som skal godkjennes av myndighetene før det settes i gang aktivitet. Et felt er et funn eller en kombinasjon av funn som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut. Funn får status som felt når PUD er godkjent av myndighetene eller fritak for PUD er innvilget. Ved årsskiftet 2024/2025 var det 94 felt i produksjon, dvs. 69 felt i Nordsjøen, 23 i Norskehavet og to i Barentshavet.⁵ En stor del av dette er havbunnsutbygginger med innfasing til eksisterende felt.

Regulering av petroleumsvirksomhet etter forurensningsloven

For å kunne drive med petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen kreves tillatelse etter forurensningsloven for de sider av virksomheten som jevnlig fører til forurensning, jf. forurensningsloven § 4. Kravet om tillatelse gjelder både leteboring, utbyggingsaktivitet, utvinning og avslutning. Miljødirektoratet er forurensningsmyndighet for petroleumsvirksomhet, og behandler søknader og fatter vedtak etter forurensningsloven. Kravet om tillatelse etter forurensningsloven gjelder overfor den som er ansvarlig for den forurensende virksomheten. Den ansvarlige for petroleumsvirksomheten er operatøren for det enkelte felt, og det er denne som må søke og få tillatelse fra Miljødirektoratet.

⁴ [Selskap med utvinningstillatelse i Norge - Norskpetroleum.no](https://norskpetroleum.no)

⁵ [Felt på norsk sokkel - Norskpetroleum.no](https://norskpetroleum.no)

Antall operatører som har produksjonstillatelse etter forurensningsloven er ni per i dag. Antall felt per operatører varierer stort. De to største operatørene Equinor Energy og Aker BP hadde ved årsskiftet henholdsvis 52 og 18 produserende felt.⁶

Selvstendige utbygginger (faste og flytende produksjonsinnretninger) krever relativt store funn, for eksempel Johan Castberg og Yggdrasil, eller samordning av flere mindre funn. Det vanligste utbyggingskonseptet i dag er havbunnsutbygginger med innfasing til eksisterende felt eller til andre større utbyggingsprosjekter.

Alle operatører med felt som produserer, er under utbygging eller nedstengning, har behov for fartøy til ulike aktiviteter. Dette inkluderer bl.a. brønnintervensjoner, installering og vedlikehold av havbunnsinnretninger og annen infrastruktur, legging av rørledninger og kabler, klargjøringsaktiviteter før oppstart av produksjon, beredskap og avslutningsaktiviteter.

1.3.2 Fartøysaktiviteten på norsk kontinentalsokkel

Trafikken av offshorefartøy tilknyttet petroleumsaktiviteten på norsk sokkel består av seilaser til og fra innretninger, opphold og arbeid ved innretninger og i havområdene og seilaser mellom havner på fastlandet. Mesteparten av trafikken er innenriks. Det meste av trafikken går mellom det norske fastlandet og innretningene, men deler av trafikken går også mellom utlandet og innretninger eller mellom havner og baser langs kysten. En del fartøy opererer på tvers av land, slik at det for eksempel foregår trafikk mellom britisk fastland eller britiske innretninger og innretninger på norsk sokkel.

Som underlag for å beskrive offshorefartøyene og aktiviteten, tas det utgangspunkt i informasjon fra Konkrafts statusrapporter⁷ og bearbeidet data fra Kystverkets utslippsmodell *MarU*.⁸

Typen offshorefartøy

Offshorefartøy er skip av visse typer som utfører arbeid tilknyttet petroleumsaktivitet. Offshorefartøyene deles inn i forsyningsfartøy, ankerhåndteringsfartøy, beredskapsfartøy og andre offshorefartøy.

Et *forsyningsfartøy* (PSV) er spesialtilpasset for å kunne frakte et stort spekter av utstyr og last til og fra en installasjon.

Disse varierer i størrelse og har ulike oppgaver, men hovedoppgaven er å frakte ulike typer last mellom land og innretningene, og noen ganger mellom installasjonene. Siden de skal frakte last, har de ofte et stort dekkareal. Et *ankerhåndteringsfartøy* er utstyrt med kraftige vinsjer som kan taue og ankre opp produksjonsinnretninger. Når skipet



Figur 3: Bilde av trafikk av offshorefartøy (Kilde: Kystverket, AIS-data for 2024)

⁶ [Felt på norsk sokkel - Norskpetroleum.no](https://www.norskpetroleum.no)

⁷ Konkraft har siden 2020 gitt ut rapporten *Framtidens energinæring på norsk sokkel. Klimastrategi mot 2030 og 2050. Statusrapport [årstall]*. Siste versjon brukt her er fra 2024

⁸ I modellen *MarU* (Maritime utslipp) brukes skipsdata og AIS-data for å estimere utslipp fra skip i norske farvann.

ikke utfører ankerhåndteringsarbeid, så brukes en del også som forsyningsfartøy. Denne typen skip har kraftige motorer. Et *beredskapsfartøy* utfører støttetjenester, som for eksempel å bistå ved faresituasjoner på produksjonsinnretningene. *Andre offshorefartøy* omfatter for eksempel inspeksjons-, vedlikeholds- og reparasjonsfartøy (IMR-fartøy).

Skipene eies normalt av rederier, som jobber på kontrakt for operatører på sokkelen. Kontraktene mellom operatør og rederi har ulik varighet, og praksis varierer mellom operatørene. De langsiktige behovene er typisk dekket gjennom langtidskontrakter. En operatør melder at spotkontrakter varer fra en til 90 dager, mellomlange kontrakter fra 90 dager til ett år og langtidskontrakter går fra ett år og oppover. Den største operatøren har rundt 30 fartøy på langtidskontrakter, der rundt 20 forsyningsfartøy utgjør hovedvekten, fulgt av beredskapsfartøy. Noen har også IMR-fartøy på langtidskontrakt. Det er generelt for fartøy på langtidskontrakter at det er mest aktuelt å investere i utslippsreduserende tiltak.

Antall skip og utslipp

Tabell 1 gir en oversikt over utslipp og antall skip i 2023 fra Konkrafts siste statusrapport. I rapporten er antallet seismikkfartøy/ankerhåndteringsfartøy og beredskapsfartøy/andre offshorefartøy slått sammen, mens utslippet er videre fordelt på disse. Forsyningsfartøy står for størstedelen av utslippet.

Tabell 1: Oversikt over antall og utslipp fra offshorefartøy i norske farvann 2023, utledet fra Konkraft rapport 2024, kap. 3.4 og 6.1.

Type	Antall fartøy	CO ₂ -utslipp (tonn)
Forsyningsfartøy	132	400 000
Ankerhåndteringsfartøy	113	180 000
Seismikkfartøy		90 000
Beredskapsfartøy	127	26 000
Andre offshorefartøy		304 000
Brønnintervensjonsfartøy		
Totalt	372	1 000 000

Det høye antallet fartøy innebærer at det trolig er mange fartøy som ikke er i faktisk drift i petroleumsvirksomheten (for eksempel opplag i Norge). Det er også sterkt varierende hvor mye de ulike fartøyene opererer på norsk sokkel, og i det følgende er det tatt utgangspunkt i AIS-data fra *MarU* for å analysere dette nærmere.⁹ Figur 4 viser utslippet i norske områder fordelt mellom ulike trafikktyper.

Fartøyenes operasjonstid i Norge

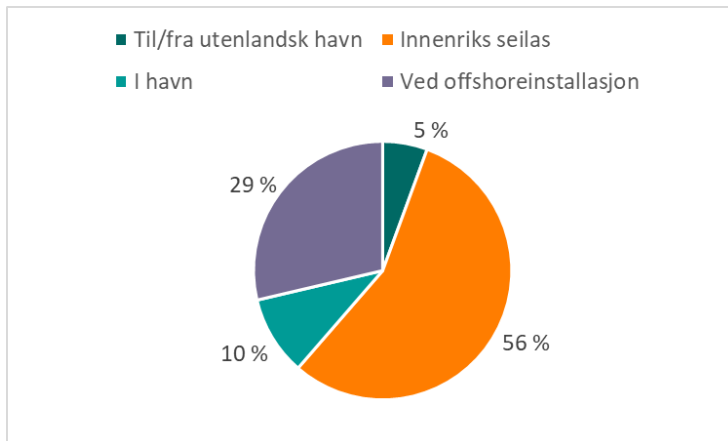
Fartøyenes operasjonstid i Norge¹⁰ har betydning for hvilken påvirkning norske virkemidler som et mulig klimakrav til operatør kan ha på skipene. Av fartøyene som er inkludert i AIS-grunnlaget

⁹ I modellen *MarU* (Maritime utslipp) brukes skipsdata og AIS-data for å estimere utslipp fra skip i norske farvann. Det er ikke nødvendigvis konsistens mellom disse dataene og dataene brukt i Konkraft rapporten: Blant annet kan ulike skip være kategorisert under ulike skipstyper. Konkraft rapporten bruker også mer presise datakilder enn AIS-baserte utslippsestimater for en del av fartøyene. Fra AIS-dataene er transitttrafikk ekskludert: dette er trafikk som går gjennom norske farvann uten å gå til eller fra havn/offshoreinnretning.

¹⁰ *Operasjonstid i Norge* innebærer her samlet driftstid i løpet av et år for fartøy i trafikktypene innenriks trafikk, opphold ved kai, trafikk til og fra utlandet og opphold ved offshoreinnretninger, som foregår i havområdene. Se kystverket.no/klima-og-barekraft/maru/

for 2023, var kun 105 fartøy i operasjon i Norge 80 % av året eller mer, mens 185 fartøy opererte i Norge under 20 % av året. Det aller meste av utslippene fra forsyningsfartøy og beredskapsfartøy er fra fartøy som stort sett opererer i Norge. I flåten av ankerhåndteringsfartøy og andre offshorefartøy er det en større andel av fartøyene som opererer i Norge kun deler av året. Samlet sett står offshorefartøy som stort sett opererer i Norge for 65 -70 % av de samlede utslippene, og denne andelen har vært forholdsvis jevn de siste seks årene.

Mange av offshorefartøyene som opererer i Norge, er bygget i perioden 2005-2014. Etter dette har det vært bygd få skip.



Figur 4: Fordeling av klimagassutslipp for ulike trafikktyper for offshorefartøy fra MarU (2023-data)

1.4 Klimatiltak for offshorefartøy

1.4.1 Teknologimodenhet og status for regelverk

Offshorefartøyene bruker i dag i all hovedsak marine gassoljer (MGO) og noe flytende naturgass (LNG) som drivstoff. Den fossile energibruken og klimagassutslippene kan reduseres gjennom grep som energieffektivisering og logistikkoptimalisering. For å oppnå betydelige utslippsreduksjoner er det behov å ta i bruk andre typer drivstoff, eventuelt å fange og lagre utslippene med karbonfangstanlegg om bord.

Drivstoffene som utgjør alternativer til MGO har alle lavere volumetrisk energitetthet enn oljebaserte drivstoff og tar derfor opp et større volum på fartøyet enn det MGO gjør for å lagre en gitt energimengde om bord. Dette og andre fysiske egenskaper til drivstoffene, blant annet knyttet til sikkerhet, må tas hensyn til i designet og bygging av skip som skal bruke drivstoffene.

Tabellen under gir en kort oversikt over teknologimodenhet og regelverksstatus for skip med alternative drivstoff. Antall fartøy i drift og i bestilling (i ordrebok) er hentet fra *Clarksons World Fleet Register*.

Drivstoff/teknologier	Teknologimodenhet	Regelverksstatus
<p>Hydrogen</p> <p>Kan brukes i både forbrenningsmotorer og brenselceller.</p> <p>Kan lagres om bord som trykksatt gass, som flytendegjort gass, i LOHC eller i metallhydrider.</p>	<p>De fleste store motorleverandører jobber med å utvikle løsninger for å benytte hydrogen i forbrenningsmotorer på skip – én motor er per i dag kommersielt tilgjengelig. Tilgjengelige brenselcelleteknologier har en elektrisk virkningsgrad på mellom 40 og 60 % avhengig av type teknologi. De kan også utnytte varmen, og det er dermed gode muligheter for å oppnå en betydelige høyere virkningsgrad enn for forbrenningsmotorer. Utfordringer med brenselceller er at virkningsgraden avtar over tid og at utstyret vil kreve høy grad av vedlikehold og utskifting av komponenter.</p> <p>Flere prosjekter i Norge innen passasjer- og lasteskip med hydrogendrift er godt i gang med designprosessen. Løsningene omfatter både trykksatt hydrogen, flytende hydrogen og lagring i LOHC.</p> <p>Det er 32 skip i bestilling som kan benytte hydrogen som drivstoff.</p>	<p>Det er ikke etablert rettslig bindende nasjonalt eller internasjonalt regelverk for bruk av hydrogen som drivstoff på fartøy. Dette innebærer at prosjekter må realiseres gjennom alternativt design-prosessen (kap. 1.4.2). De fleste anerkjente klasseselskapene etablert regler for hydrogendrift som kan benyttes i alternativt design-prosessen.</p> <p>IMOs arbeidsplan for alternative drivstoff tar sikte på å ferdigstille midlertidige retningslinjer for sikkerhet for skip som bruker hydrogen som drivstoff i løpet av 2025.</p>
<p>Metanol</p> <p>Kan brukes i både forbrenningsmotorer og brenselceller.</p> <p>Kan lagres i tanker ved atmosfærisk trykk og temperatur.</p>	<p>Metanol har blitt brukt som drivstoff på skip i flere år og er å betrakte som en moden løsning. Drivstoffet lagres om bord i drivstofftanker ved atmosfærisk trykk og temperatur (ingen trykksetting eller nedkjøling). Som ammoniakk krever også metanol en andel pilotdrivstoff i forbrenningsmotorer, men denne andelen er mindre enn for ammoniakkmotorer.</p> <p>Sjøfartsdirektoratet er i dag involvert i flere prosjekter hvor metanol er planlagt brukt i forbrenningsmotorer.</p> <p>Det er 53 skip i drift og 304 skip i ordreboken som kan benytte metanol som drivstoff.</p>	<p>Det er ikke etablert rettslig bindende nasjonalt eller internasjonalt regelverk for bruk av metanol som drivstoff. Dette innebærer at prosjekter må realiseres gjennom alternativt design-prosessen (kap. 1.4.2). Alle de anerkjente klasseselskapene har utviklet klasseregler for bruk av metanol som drivstoff som kan benyttes inn i alternativt design-prosessen.</p> <p>IMO publiserte i 2020 midlertidige retningslinjer (MSC.1/Circ.1621) for sikkerhet for skip som bruker metanol som drivstoff. Retningslinjene skal ifølge IMOs arbeidsplan for alternative drivstoff revideres i perioden 2025 til 2027 med sikte på å utvikle et juridisk bindende regelverk i 2026.</p>

Drivstoff/teknologier	Teknologimodenhet	Regelverksstatus
<p>Landstrøm og batteridrift</p> <p>Kan brukes til å dekke energibehov i havn (landstrøm) eller deler av energibehovet til sjøs (lagret i batterier)</p> <p>Batterier fungerer sammen med forbrenningsmotorer eller brenselceller som hybrid løsning</p>	<p>Mange offshorefartøy ligger på landstrøm under opphold i havn, avhengig av tilgjengeligheten på infrastruktur.¹¹ Bruk av batterier om bord på skip er å betrakte som en moden teknologi, og mange offshorefartøy har batterier om bord. Batteriene kan fungere som redundans for å garantere kraft under kritiske operasjoner som et alternativ til å la flere dieselmotorer kjøre på lav og ikke-optimal motorbelastning. Batteriene kan også brukes som en reserve for å redusere effektbehovet på motorene, unngå å kjøre flere dieselmotorer eller unngå stadig start og stopp av motorene. Slik kan de redusere drivstoffbruket og utslippene fra skipet, også når batteriene ikke er ladet med strøm fra land. Skal offshorefartøy driftes med høy grad av elektrisk drift, må batteriene være betydelig større enn de som er om bord på fartøyene i dag.</p> <p>Over 800 skip med batterier er i operasjon eller i ordre på verdensbasis, der ca. halvparten er ikke-ladbare hybridfartøy.</p>	<p>Det er ikke etablert et regelverk i IMO for bruk av batterier, men Sjøfartsdirektoratet har utarbeidet <i>veiledning for elektriske energilagringssystemer (maritime EES-systemer) på norske skip med lengde under 24 meter (RSV 9 - 2022)</i> og <i>veiledning til krav til opplæring om kjemiske lager for energi (maritime batterisystemer) om bord i norske skip (RSV 7 - 2023)</i>. Sjøfartsdirektoratet har også forslag til batteriforskrift ute på høring med høringsfrist 1. august 2025.</p> <p>Alle de anerkjente classeselskapene har utviklet klasseregler for bruk av batterier.</p>
<p>LNG/LBG</p> <p>Brukes hovedsakelig i forbrenningsmotorer</p> <p>Lagres i kryogene tanker, nedkjølt til -162°C</p>	<p>Bruk av LNG på skip er en moden teknologi, og i Norge fikk vi det første LNG-drevne skipet i drift allerede i år 2000. Det finnes i dag en godt utbygd infrastruktur for flytende naturgass som også er kompatibel med flytende biogass, noe som kan gjøre innfasing av biogass enklere. Flytende biogass er også blitt brukt på offshorefartøyet Island Crusader. Globalt er det 1368 skip i drift og 1031 skip i ordreboken som kan benytte LNG som drivstoff.</p>	<p>Bruk av LNG om bord på skip er regulert i IMOs IGF-kode (International Code of Safety for Ships Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels) som er tatt inn i norsk forskrift. Opplæringskrav for mannskap er også godt definert og inngår i STCW-kodens krav til mannskap som skal håndtere LNG/LBG.</p>
<p>Ammoniakk</p>	<p>Ammoniakk kan brukes som drivstoff i både forbrenningsmotorer og brenselceller. Det foregår fremdeles utviklingsarbeid innen forbrenningsmotorer, men det finnes allerede en motor som er kommersielt tilgjengelig i form av at det er åpnet for å</p>	<p>Det er ikke etablert rettslig bindende nasjonalt eller internasjonalt regelverk for bruk av ammoniakk som drivstoff. Dette innebærer at prosjekter må realiseres</p>

¹¹ Det er anslått at offshorefartøy bruker landstrøm 60 % av tiden i havn (Konkraft statusrapport 2024). Landstrømsforbruket til offshorefartøy utgjorde 27 GWh i 2022 (Konkraft statusrapport 2023)

Drivstoff/teknologier	Teknologimodenhet	Regelverksstatus
<p>Kan brukes i både forbrenningsmotorer og brenselceller</p> <p>Lagres i tanker under trykk eller nedkjølt</p>	<p>legge inn bestillinger. I forbindelse med det EU-støttede Apollo-prosjektet skal denne motoren installeres om bord i Eidesviks forsyningsfartøy «Viking Energy», planlagt gjennomført i løpet av 2026. Sjøfartsdirektoratet er i dag involvert i flere prosjekter hvor ammoniakk er planlagt brukt i forbrenningsmotorer. Enova har gitt investeringsstøtte til flere forsyningsfartøy som kan bruke ammoniakk om de blir bygget.</p> <p>Ammoniakk i forbrenningsmotor krever et pilotdrivstoff for å antenne ammoniakken og for å gi en kontrollert forbrenning. Pilotdrivstoffet vil typisk være diesel, og er ventet å utgjøre 5-15 % av energiforbruket.¹² Lystgassutslippet vil trolig være større enn for MGO.</p> <p>Det er 4 skip i drift og 45 skip i ordreboken som kan benytte ammoniakk som drivstoff.</p>	<p>gjennom MSC.1/1455 om alternativ design som beskrevet over.</p> <p>Sjøfartsdirektoratet har i pågående prosjekter tatt utgangspunkt i IGF-kodens funksjonskrav, men det er viktig å være oppmerksom på at IGF-koden ikke håndterer giftighet. IMO publiserte i 2025 midlertidige retningslinjer for sikkerhet for skip som bruker ammoniakk som drivstoff som ifølge IMOs arbeidsplan for alternative drivstoff er planlagt revidert i 2026-2027. I tillegg har alle de anerkjente classeselskapene etablert regler for ammoniakkdirift som kan benyttes inn i den alternative design-prosessen.</p>
<p>Syntetisk drivstoff og flytende biodrivstoff</p> <p>Lagres i konvensjonelle drivstofftanker</p>	<p>Moden teknologi. Disse drivstoffene kan benyttes i eksisterende motorteknologi og kan benytte eksisterende distribusjonsnettverk under massebalanseprinsippet. Et eksempel på syntetisk drivstoff er e-diesel, produsert fra grønt hydrogen.</p>	<p>Syntetisk drivstoff og flytende biodrivstoff utfordrer i utgangspunktet ikke etablert regelverk, men man må sørge for at drivstoffet tilfredsstiller gjeldende ISO/ASTM-drivstoffstandard og at bruken av drivstoffet ikke øker NOx-utslippene.¹³</p>
<p>Karbonfangst på fartøy</p>	<p>Rederiet Solvang har fått 78,1 millioner kroner i støtte fra Enova for å utvikle en karbonfangstløsning om bord på et av sine gasstankskip. Tidligere i år ble et renseanlegg installert på en hovedmotor om bord på Clipper Eris. Foreløpige resultater viser en fangstrate på 60 % med et ekstra drivstofforbruk på 15 %. Også</p>	<p>IMO er det en pågående prosess med utarbeidelse av en arbeidsplan for å lage et internasjonalt rammeverk for bruk av karbonfangst om bord på skip.</p>

¹² Lloyd's Register (2024). *Fuel for thought: Ammonia report*

¹³ Se fortolkning i paragraf 15 i MEPC.1/Circ.795/Rev.9.

Drivstoff/teknologier	Teknologimodenhet	Regelverksstatus
	<p>offshorerederiet Møkster Shipping vurderer karbonfangst som en mulig løsning for å redusere utslippene sine.</p>	<p>DNV publiserte sine klasseregler for sikker installasjon av karbonfangst om bord skip i juli 2024. Reglene baserer seg på guideline DNV-CG-0667 - Carbon capture and storage on board ships publisert september 2023 samt erfaringer DNV har opparbeidet seg i etterkant av dette.</p>

1.4.2 Håndtering av sikkerhetsutfordringer ved alternative drivstoff

Sikkerhetsutfordringer

Flere alternative drivstoff har egenskaper som gir større sikkerhetsutfordringer enn det konvensjonelle oljebaserte drivstoff gir. Sikkerhetsutfordringene medfører en økt risiko ved både bunkring, lagring og bruk om bord, og må håndteres på en slik måte at sikkerhetsnivået er tilsvarende som ved bruk av konvensjonelt drivstoff.

Metan er brennbar ved lave konsentrasjoner, noe som gjør gassen eksplosiv. Gassen oppbevares som LNG eller LBG flytende ved -162°C og vil forårsake frostskafer på hud og kan føre til sprekkdannelse i annen struktur ved en eventuell lekkasje. Næringen har likevel lang og god erfaring med bruk av LNG og sikkerhetsmekanismer er del av prosedyrer for håndtering og design av systemer.

Hydrogen antenner lett og er svært eksplosiv. Hydrogenmolekylet er lite og er derfor mye mer utsatt for lekkasjer enn andre drivstoff. Siden lekkasjer kan oppstå og hydrogen antenner lett er det derfor en økt risiko for brann og eksplosjoner sammenlignet med andre alternativer. Det er derfor anbefalt å ha så lite overbygg rundt lekkasjepunkter som mulig, slik at den lette gassen kan stige til værs. En eventuell eksplosjon i friluft vil heller ikke gi den samme trykkoppbyggingen som en innestengt eksplosjon og vil i så tilfellet kunne føre til mindre skade.

Ammoniakk er et giftig og etsende drivstoff. Ammoniakk har en stikkende og ubehagelig lukt så ethvert utslipp av ammoniakk vil kunne skape uheldige situasjoner og mulig panikk selv om konsentrasjonene skulle være lavere enn det som er farlig for mennesker. På mindre fartøyer vil man måtte ta hensyn til at det blir definert giftige soner som strekker seg ut over skipssiden og derfor kan påvirke områder på kai eller offshoreinnretning. Alle utslipp av ammoniakk knyttet til lekkasjer i drivstoffsystemet skal behandles før det slippes ut i atmosfæren, men det finnes brannscenarioer der sikkerhetsventilen på drivstofftanken løser ut. Om en slik situasjon skulle oppstå vil det medføre et stort utslipp av ammoniakk gjennom gassmasten. Dette vil være svært uheldig om fartøyet befinner seg i umiddelbar nærhet av en offshoreinnretning og ammoniakkskyen treffer innretningen. Et slikt scenario er likevel svært usannsynlig da skipet i de fleste tilfeller vil ha tid til å avbryte operasjon, starte brannslukking og flytte seg ut av sikkerhetssonen før trykkoppbyggingen i tanken utløser sikkerhetsventilen. I dag fraktes ammoniakk som last på gasstankskip og brukes som kjølemedium i kjøleanlegg, så ammoniakk er en gass som deler av skipsfartsnæringen er godt kjent med selv om det hittil i liten grad er tatt i bruk som drivstoff.

Metanol er giftig og kan være dødelig om man får i seg store nok mengder. Metanoldamp er tyngre enn luft og blir ved lekkasjer liggende som et giftig teppe på bakke- eller dekknivå. Metanol blander seg lett med vann og er ansett som brennbar i så lav innblandingkonsentrasjon som ca. 20% i vann. Dette må tas hensyn til når man designer brannslukningssystemer. Offshorefartøy transporterer metanol som last til petroleumsinretninger så håndtering av metanol er kjent for mannskapet om bord, noe som er godt utgangspunkt hvis metanol tas i bruk som drivstoff.

Sikkerhet for besetningen om bord

Sikkerhetsutfordringene ved alternative drivstoff krever strenge prosedyrer og omfattende tiltak for å ivareta besetningens sikkerhet. Mens det eksisterer juridisk bindende opplæringskrav for sjøfolk på skip som bruker LNG, finnes ikke dette for andre alternative drivstoff som ammoniakk, metanol og hydrogen. I gjeldende IMO-retningslinjer for sikker bruk av ammoniakk og metanol som drivstoff, finnes det riktignok kapitler om opplæring, men disse inneholder kun overordnede funksjonelle krav, der opplæringsansvaret er lagt til det enkelte rederi. For offshorefartøy, der besetningen ofte er stor, er behovet for et høyt sikkerhetsnivå særlig kritisk.

Alle sjøfolk må oppfylle et obligatorisk minstekrav til opplæring før de kan tjenestegjøre om bord på et fartøy, uavhengig av rolle og funksjon. I tillegg stilles det særskilte krav til opplæring ved tjeneste på spesialfartøy som kjemikalietankskip og gasstankskip, og på skip som bruker LNG som drivstoff. Disse kravene er fastsatt i den internasjonale STCW-konvensjonen¹⁴ og er juridisk bindende. Det pågår et arbeid i IMO for å utvikle tilsvarende krav for andre alternative drivstoff, og det er enighet om at generelle midlertidige retningslinjer for opplæring av sjøfolk på skip som benytter alternative drivstoff og nye teknologier bør utvikles parallelt med retningslinjer for design av skipene. Videre er det enighet om at utviklingen av opplæringskrav for ulike drivstoff og teknologier bør være tett samordnet med bl.a. utviklingen av arbeidsplanene og sikkerhetsbestemmelsene for nye alternative drivstoff under IGF-koden, et arbeid som pågår i IMO de nærmeste årene.

Sertifisering gjennom prosess for alternativt design

Skip som omfattes av den internasjonale konvensjonen om sikkerhet for menneskeliv til sjøs (SOLAS) har ikke lov å benytte drivstoff med flammepunkt under 60°C hvis de ikke er sertifisert i henhold til IGF-koden.¹⁵ Skip som ikke omfattes av SOLAS får de samme kravene gjennom *forskrift om skip som bruker drivstoff med flammepunkt under 60 °C*. Flere av de alternative drivstoffene har et flammepunkt under 60°C og har i tillegg andre risikoer som må håndteres. Den gjeldende versjonen av IGF-koden inneholder imidlertid kun preskriptive krav for naturgass (LNG) som drivstoff.

Skal man benytte et drivstoff med flammepunkt under 60°C annet enn LNG kommer derfor IGF-kodens regel 2.3 til anvendelse. Regel 2.3 henviser til SOLAS regel II-1/55 om alternativt design. Alternativt design-prosessen må benyttes ved sertifisering helt til juridisk bindende regler er implementert i IMO-regelverket. Klasseregler og foreløpige retningslinjer fra IMO etablerer visse sikkerhetsprinsipper som bør følges og foreslår designvalg som bidrar til å nå de overordnede risikokriteriene. Slikt regelverk kan derfor legges til grunn for å forenkle prosessen selv om de ikke er juridisk bindende.

Den alternative designprosessen beskrives videre i detalj i IMO-dokumentet MSC.1/Circ.1455 og benyttes ved sertifisering av skip i de tilfeller hvor det ikke finnes preskriptive juridisk bindende regelverk, eller når en foreslått løsning avviker fra eksisterende krav. Sertifiseringen foregår

¹⁴ *International Convention on Standards of Training, Certification and Watchkeeping for Seafarers*

¹⁵ *International Code of Safety for Ships Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels*

gjennom en risikobasert prosess der hovedprinsippet er at man må bevise at det alternative designet er like sikkert som, eller sikrere enn, konvensjonelle løsninger. Å demonstrere og bevise det nødvendige sikkerhetsnivået er ikke en eksakt vitenskap, og et tett samarbeid mellom rederi, designer, utstyrsleverandør, klasseselskaper og flaggstater er avgjørende for suksessen til slike prosjekter.

Prosesen innebærer en strukturert tilnærming der sikkerheten i designet vurderes gjennom teknisk analyse og risikoevaluering, og det stilles strenge krav til dokumentasjon og vurderingene som gjøres. Prosessen starter med utviklingen av et foreløpig design, der en systematisk gjennomgang identifiserer eventuelle avvik fra eksisterende forskrifter og vurderer hvilke sikkerhetstiltak som kan kompensere for disse. Dette krever innsats fra alle involverte parter for å sikre at dokumentasjonen gir et solid grunnlag for videre analyser. Deretter gjennomføres en detaljert teknisk vurdering der ytelseskriterier fastsettes, og en grundig risikoanalyse kartlegger mulige farer ved løsningen. Dette arbeidet krever bruk av simuleringsverktøy, probabilistiske vurderingsmetoder og ekspertvurderinger for å sikre at risikoen reduseres til akseptable nivåer. Resultatene fra analysen må så gjennomgås av flaggstat, i Norge representert ved Sjøfartsdirektoratet, som vurderer om designet møter kravene til ønsket sikkerhetsnivå. Denne fasen kan være omfattende, da den krever en grundig gjennomgang av de tekniske løsningene, risikoanalysen og eventuelle operasjonelle begrensninger gitt av designet. Når designet er godkjent, må skipet følges opp gjennom dets levetid, og eventuelle endringer eller avvik fra de opprinnelige forutsetningene krever nye vurderinger og analyser.

Sammenlignet med tradisjonelle sertifiseringsprosesser innebærer alternativt design-prosessen en betydelig større ressursbruk knyttet til design, analyse og tilsyn, og tar derfor mye lenger tid enn for skip med konvensjonelt drivstoff. Denne tilnærmingen er likevel nødvendig da det tillater økt fleksibilitet i designutviklingen og kan legge til rette for innovasjon som ellers ville vært vanskelige å gjennomføre innenfor standard regelverk.

1.4.3 Lav- og nullutslippsbegrepet

Som nevnt bygger arbeidet med klimakrav til offshorefartøy på budsjettforliket fra 2023, der det vises til krav om lav- og nullutslipp. Begrepet "nullutslipp" har også vært brukt i tilsvarende sammenhenger, blant annet i arbeidet med lav- og nullutslippskrav for servicefartøy i havbruksnæringen og ved reguleringene knyttet til nullutslipp i verdensarvfjordene.

Det finnes imidlertid ingen omforent definisjon av hva som menes med *lavutslipp* eller *nullutslipp*. Én forståelse av *nullutslippdrivstoff* kunne være drivstoff som ikke inneholder karbon, siden CO₂ er den dominerende klimagassen. Men fartøy som bygges for å gå på slike drivstoff vil som regel være designet med forbrenningsmotorer som kan gå på flere drivstoff (dual fuel-motorer), og som vil behøve en liten andel marine gassoljer i normal drift. Da oppnås ikke nullutslipp i streng forstand, men videre teknologiutvikling kan føre til at drift med null eller svært nær null kan oppnås. Én forståelse av *nullutslippsteknologier* kunne være teknologier som gir ingen utslipp i drift. Men fartøy med brenselcelle- eller batteriteknologier har som regel også dieselmaskineri som dekker deler av energiforbruket, og forbrenningsmotorer gir utslipp av lystgass. Tilsvarende støtter lavutslippsbegrepet mot lignende definisjonsutfordringer, f.eks. som at *lavt* må

bestemmes som en størrelse relativt til en annen størrelse. På bakgrunn av dette er det ikke nødvendigvis hensiktsmessig å etablere én fast definisjon av lav- eller nullutslipp i skipsfarten. I dette høringsnotatet innebærer begreper som «nullutslippsfartøy» og «nullutslippsløsninger» fartøy som er spesialdesignet for å bruke drivstoff som metanol, hydrogen, ammoniakk, samt batteridrevne skip. Lavutslippsdrivstoff som kan brukes i eksisterende maskineri og infrastruktur – slik som flytende biogass (LBG) eller syntetiske drivstoff som e-metan og e-diesel – regnes derfor ikke som nullutslippsteknologier, selv om de kan gi betydelige reduksjoner i klimagassutslipp. Denne begrepsbruken er i tråd med hvordan begrepet «nullutslipp» anvendes i DNVs rapport *Barometer for grønn omstilling av skipsfarten*.¹⁶

1.5 Relevant regelverk for lav- og nullutslippsdrivstoff

Produksjonen av lav- og nullutslippsdrivstoff kan medføre bærekraftsutfordringer. Dersom klimagassutslippene i livsløpet til lavkarbon og fornybare drivstoff er høyt, vil det også begrense klimaeffekten av slike drivstoff. Det er derfor behov for visse minimumskrav til bærekraft og reduksjon av klimagassutslipp for slike drivstoff. Det er to EU-direktiver som angir slike minimumskrav for lav- og nullutslippsdrivstoff, fornybardirektiv II (direktiv (EU) 2018/2001 og gassmarkedsdirektivet (direktiv (EU) 2024/1788).

1.5.1 Bærekrafts- og utslippsreduksjonskriterier i fornybardirektivet

Fornybardirektiv I (direktiv 2009/28/EF) ble innlemmet i EØS-avtalen 19. desember 2011. I 2018 ble fornybardirektiv I erstattet av fornybardirektiv II. I 2023 ble fornybardirektiv II endret ved direktiv (EU) 2023/2413. Fornybardirektiv II er foreløpig ikke tatt inn i EØS-avtalen.

Fornybardirektiv II gir bærekrafts- og utslippsreduksjonskriterier for flytende biodrivstoff og biogass, utslippsreduksjonskriterier for RFNBOer og gjenvunnet karbondrivstoff, samt krav til dokumentasjon for å dokumentere disse.

Bærekrafts- og utslippsreduksjonskriterier for biodrivstoff og biogass følger av artikkel 29 i fornybardirektiv II. Utslippsreduksjonskriteriene innebærer at klimagassutslippene over livsløpet må reduseres med minimum 50 til 65 % sammenlignet med en fossil referanseverdi. Klimagassreduksjonen skal beregnes i tråd med metodikk som er angitt i artikkel 31. Bærekraftskriteriene i artikkel 29 omfatter ulike krav som retter seg mot produksjon av biomasse som råstoff. For eksempel er det angitt hvilke arealer jordbruksråstoff kan produseres på, og for skogsråstoff er det krav til området biomassen høstes fra.

I fornybardirektiv II ble det også innført utslippsreduksjonskriterier for fornybare drivstoff av ikke-biologisk opprinnelse (RFNBO). RFNBO er definert i artikkel 2 som flytende eller gassformig brensel hvor energiinnholdet stammer fra andre kilder enn biomasse. Eksempler på RFNBO er hydrogen og ammoniakk som er laget med fornybar strøm. Det følger av artikkel 29a at RFNBO må ha en klimagassreduksjon på minst 70 prosent over livsløpet sammenlignet med fossil

¹⁶ Barometeret utarbeides årlig på oppdrag fra Klima- og miljødepartementet. [Barometer for grønn omstilling i skipsfarten - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

referanse. Klimagassreduksjonen skal beregnes i henhold til metoden angitt i den delegerte rettsakten (EU) 2023/1185. I tillegg skal produksjonstrinn som øker brennverdien til RFNBO oppfylle krav til elektrisitetsbruk, definert i rettsakt (EU) 2023/1184. Fornybarandelen i elektrisitet brukt til å produsere RFNBOer beregnes i henhold til artikkel 27 i direktivet.

Dokumentasjon

Fornybardirektivet stiller en rekke krav til dokumentasjon på oppfyllelse av bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene i artikkel 30. Artikkel 30 åpner for tre måter å dokumentere oppfyllelse av kriteriene på: bruk av frivillige ordninger godkjent av EU-kommisjonen, nasjonal ordning eller gjennom egendokumentasjon. I Norge er det ikke opprettet en nasjonal ordning for å kunne dokumentere oppfyllelse av bærekrafts- eller utslippskriteriene. Dette kan endre seg frem mot 2029.

Etter artikkel 30 nr. 1 skal medlemsstatene kreve at økonomiske aktører bruker et massebalansesystem for å dokumentere oppfyllelse av bærekraftskriteriene.

Massebalansesystemet tillater at partier med fornybare drivstoff, som er laget av med råstoff eller drivstoff med ulike egenskaper blandes, så lenge informasjon om bærekraftsegenskapene forblir knyttet til blandingen og at summen av alle partiene som trekkes ut av blandingen har de samme egenskapene som summen av alle partiene som tilføres blandingen. Systemet skal sikre at alle partier som telles med i totalt brutto forbruk av fornybar energi i EU kun telles én gang. Mer detaljerte regler for kravene til massebalanse er gitt i underliggende rettsakt (EU) 2022/996.

1.5.2 EUs gassmarkedspakke

Gassmarkedsdirektivet gir utslippsreduksjonskriterier for lavkarbon drivstoff. I underliggende rettsakter til disse direktivene er det gitt en metodikk for å beregne klimagassutslipp over livsløpet.

EUs fjerde gassmarkedsdirektiv (direktiv (EU) 2024/1788), som er direktiv om indre markeder for naturgass og hydrogen, ble vedtatt i EU 13. juni 2024. Direktivet har vært på høring i Norge ¹⁷, men er foreløpig ikke tatt inn i EØS-avtalen. Direktivet oppstiller utslippsreduksjonskrav for lavkarbon hydrogen og lavkarbon gass hvor energiinnholdet kommer fra ikke-fornybare kilder, jf. artikkel 2 (11) og (12). Lavkarbonhydrogen kalles ofte blått hydrogen, og er produsert med utgangspunktet i fossile kilder, der CO₂ som slippes ut under produksjonen, blir fanget og lagret. Utslippsreduksjonskravet i gassmarkedsdirektivet innebærer at klimagassutslippene over livsløpet må reduseres med minimum 70 % sammenlignet med en fossil referanseverdi. Klimagassreduksjonen skal beregnes i henhold til en metodikk, som kommisjonen har sendt på høring. Dette er et forslag til underliggende rettsakt til gassmarkedsdirektivet med et vedlegg, som spesifiserer metodikken for å beregne klimagassreduksjoner fra lavkarbon drivstoff.¹⁸

¹⁷ [Direktiv om indre markeder for naturgass og hydrogen - regjeringen.no](https://regjeringen.no)

¹⁸ Se Document Ares (2024)6848064 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=intcom:Ares%282024%296848064>

2 Eksisterende klimavirkemidler for offshorefartøy og behovet for nye virkemidler

2.1 Nasjonale klimavirkemidler

Eksisterende virkemidler for å kutte klimagassutslipp fra offshorefartøy inkluderer CO₂-avgift, omsetningskrav for flytende biodrivstoff og investeringsstøtte til skip, drivstoffproduksjon og bunkringsanlegg. I tillegg til norske virkemidler, omfattes sjøfarten også av internasjonale klimavirkemidler. Blant annet inngår offshorefartøy med bruttotonnasje 5000 og mer i EU ETS fra 2027. I tillegg skal IMO (den internasjonale sjøfartsorganisasjonen) vedta ytterligere reguleringer som omfatter skip med bruttotonnasje 5000 og mer, inkludert offshorefartøy, som blir gjeldende fra 2028 og det er forventet at skip med bruttotonnasje 400 og mer blir inkludert på et senere tidspunkt.

2.1.1 CO₂-avgift for innenriks sjøfart

Innenriks sjøfart er omfattet av CO₂-avgift på mineralske produkter som MGO og LNG. For 2025 er den generelle satsen på 1405 kr/tonn CO₂, i tråd med den varslede opptrappingen av avgiften til om lag 2400 kr/tonn CO₂ i 2030.¹⁹ For kvotepliktig innenriks sjøfart er det foreslått en redusert sats, som for 2025 er satt slik at summen av den reduserte satsen og antatt pris for de kvotepliktige utslippene er lik den generelle CO₂-avgiftssatsen. Den reduserte satsen ble vedtatt i statsbudsjettet for 2024, men er ikke tredd i kraft i påvente av avklaring med ESA.²⁰

2.1.2 Støtte til investeringer i ny teknologi

Det er flere finansieringsmuligheter for maritime prosjekter innen ny teknologi og nye drivstoff. Her beskrives kort sentrale ordninger hos Enova og NOx-fondet.

Enova-ordningene *Hydrogen i fartøy*, *Ammoniakk i fartøy*, *Hydrogenproduksjon til maritim transport 2027* og *Bunkringsanlegg for ammoniakk* inngår i Enovas satsing for å etablere de første fungerende verdikjedene for ammoniakk og hydrogen til skip, gjennom å adressere både tilbudet og etterpørselen etter drivstoffene. Gjennom de to første ordningene støtter Enova merkostnader for investeringer i skip, mens de to siste gir investeringsstøtte til henholdsvis anlegg for produksjon av hydrogen og bunkringsanlegg for ammoniakk. I 2024 fikk 24 hydrogen- og ammoniakkfartøy tilsagn fra Enova på 2,1 milliarder kroner, og prosjektene har ett år på seg fra tilsagn til det må tas en investeringsbeslutning.²¹ Blant fartøyene som fikk støtte var det fire offshore forsyningsfartøy på ammoniakk.²² Det var fem prosjekter som fikk støtte fra *Hydrogenproduksjon til maritim transport 2027*. Enova har ikke tilsvarende støtteprogram for produksjon av grønn ammoniakk eller andre RFNBOer, men flere ammoniakkproduksjonsprosjekter i Norge har fått ulike former for støtte blant annet fra EU. I

¹⁹ En opptrapping av avgiften til om lag 2000 2020-kroner (tilsvarer 2400 2025-kroner) ble varslet i Prop. 1 S Tillegg 1 (2021-2022)

²⁰ Prop. 1 LS (2024-2025). *Skatter og avgifter 2025*

²¹ Enovas årsrapport for 2024, kapittel 4.4 *Maritim transport*

²² Enovas prosjektliste

støtteprogrammet *Bunkringsanlegg for ammoniakk* vil søknadsfristen være i løpet av høsten 2025 og tildeling av midler skje innen utgangen av inneværende år. Enova forventer at bunkringsinfrastrukturen blir realisert i løpet av 2027 eller 2028.

NOx-fondet²³ gir også investeringsstøtte til skip med ny teknologi som både reduserer klimagassutslipp og NOx-utslipp gjennom støtteprogrammet *NOx-reduserende tiltak med vesentlige klimaeffekter*. Tidligere i 2025 ble det tildelt 490 millioner kroner til ni prosjekter med blant annet batteri-, hydrogen-, ammoniakk- og metanolskip.²⁴

2.1.3 Omsetningskrav for flytende biodrivstoff til innenriks sjøfart

Den som omsetter flytende biodrivstoff og flytende brensler til sjøfart, er pålagt å selge en viss mengde biodrivstoff. Dette følger av produktforskriften § 3-3b. Omsetter er det leddet som er ansvarlig for å betale avgifter på drivstoffet som selges.

Drivstoff som selges til offshorefartøy er omfattet av omsetningskravet til sjøfart dersom drivstoffet bunkres i Norge. Omsetningskravet til sjøfart er i 2024 på 6 prosent, som vil si at i snitt vil 6 prosent av drivstoffet som selges til sluttbruk som er omfattet av dette kravet være biodrivstoff. Regjeringen har en intensjon om at omsetningskravet til sjøfart skal øke til 18 prosent i 2030. En opptrapping av omsetningskravet for 2026 og 2027 er på høring våren 2025.²⁵

2.2 Klimavirkemidler i EU og globalt

2.2.1 EUs klimavotesystem (EU ETS)

EUs klimavotesystem, EU ETS, er rettslig forankret i klimakvotedirektivet (direktiv 2003/87/EF). Direktivet er gjennomført i norsk rett i klimakvoteloven og klimakvoteforskriften. EU ETS omfatter utslipp fra skip med bruttotonnasje 5000 eller mer som har transport av passasjerer eller last/cargo for kommersielle formål, og som reiser innad i, eller til og fra havn innenfor EØS. Offshoreskip²⁶ med bruttotonnasje 5000 eller mer er underlagt krav til måling, rapportering av verifisering etter forordning (EU) 2015/757 (MRV-forordningen) fra 1. januar 2025, og blir underlagt EU ETS og kvoteplikt fra 1. januar 2027. EU-kommisjonen skal i 2026 vurdere om også offshoreskip med bruttotonnasje under 5000 skal inkluderes i klimavotesystemet. Definisjonen av offshoreskip under EU ETS og MRV-forordningen er basert på skipstype. Hvilke skipstyper som er designet eller sertifisert til å utføre aktiviteter offshore eller ved installasjoner offshore, og som dermed skal regnes som offshoreskip, fremgår av vedlegg I til MRV-forordningen. Det er estimert at 56 % av utslippene fra offshoreskip i norske farvann er fra skip med bruttotonnasje 5000 eller mer, altså skip som blir kvotepliktige fra 1. januar 2027.

²³ [NOx-avtalen](#) gjelder til og med 2027

²⁴ [NOx-fondet støtter storstilt utslippsreduksjon i maritim sektor](#)

²⁵ <https://www.miljodirektoratet.no/hoeringer/2025/april-2025/okte-omsetningskrav-til-biodrivstoff-til-veitrafikk-andre-formal-og-sjofart/>

²⁶ I klimavotesystemet brukes begrepet "offshoreskip", om det som i dette notatet omtales som "offshorefartøy."

I klimakvotesystemet kan offshoreskip som opptre stasjonært samtidig være omfattet av klimakvotesystemet som (en del av) et anlegg. Dette gjelder for det første offshoreskip med en samlet innfyrt termisk effekt på over 20 MW, jf. Klimakvoteforskriften § 1-3 aktivitet nr. 1. Disse kan da regnes som et eget anlegg. For det andre kan offshoreskip som ligger i ro på et felt, og har en nær driftsmessig og fysisk sammenheng til et anlegg som omfattes av klimakvotesystemet, anses som del av dette anlegget, slik at utslipp fra dette regnes som anleggets. For kvotepliktige anlegg som omfattes av forurensningsloven, kreves tillatelse etter forurensningsloven § 11, jf. klimakvoteloven § 4a. Etter forurensningsloven skal søknad om tillatelse til kvotepliktige utslipp av klimagasser innvilges, dersom den kvotepliktige godtgjør at han er i stand til å overvåke og rapportere utslippene på en tilfredsstillende måte, jf. forurensningsloven § 11 andre ledd.

2.2.2 FuelEU

FuelEU (forordning (EU) 2023/1805) trådte i kraft i EU 1. januar 2025. Forordningen er foreløpig ikke tatt inn i EØS-avtalen.

Offshorefartøy i FuelEU

FuelEU gjelder for skip med bruttotonnasje over 5000 som transporterer gods eller passasjerer for kommersielle formål. Dette innebærer at offshorefartøy per i dag ikke er omfattet av FuelEU, ettersom levering av varer og personer til installasjoner offshore ikke regnes som slik transport.²⁷

Innen 31. desember 2027, og deretter hvert femte år, skal EU-kommisjonen legge fram rapporter for Europaparlamentet og Rådet som kan inneholde forslag om regelendringer. Dette gjør at virkeområdet i FuelEU, MRV og ETS på sikt kan bli sammenfallende, ved at offshorefartøy og/eller skip med bruttotonnasje 400 og over også kan bli omfattet av FuelEU. Under ETS skal en lignende rapport, hvor det blant annet skal vurderes å inkludere mindre skip i kvotesystemet, legges frem innen 31. desember 2026.

Krav til klimagassintensitet

FuelEU setter en øvre grense for klimagassintensitet fra energi som benyttes om bord på skip. Kravene til klimagassintensitet tar utgangspunkt i en referanseverdi på 91,16 gram CO₂-ekvivalenter per MJ²⁸ og vil bli gradvis innstrammet over tid. Reduksjonskravene omfatter skipets energibruk i EØS-havner og på reiser mellom EØS-havner, og halvparten av energibruken mellom en EØS-havn og en havn utenfor EØS. Per i dag er det ikke samsvar mellom virkeområdene for ETS, MRV og FuelEU.

Klimagassintensiteten er basert på en livssyklusvurdering av energien som brukes om bord, og omfatter utslipp av klimagassene CO₂, CH₄ og N₂O fra utvinning av råstoffet, produksjon, distribusjon (kilde til tank – well to tank) og bruk om bord på et skip (tank til propell - tank to

²⁷ Sjøfartsdirektoratet, 2024 [Høring av forordning \(EU\) 2023/1805 \(FuelEU Maritime\) m.m.](#)

²⁸ Referanseverdien tar utgangspunkt i den gjennomsnittlige klimagassintensiteten for energien som ble benyttet om bord på skip omfattet av MRV-forordningen i 2020.

wake). Regelverk beskriver metodikk og utslippsfaktorer for å bestemme klimagassintensiteten til energien som brukes om bord på et skip. Skip som benytter vindassistert fremdrift, kan benytte en belønningsfaktor og dermed trekke fra andelen energi som er forventet tilført av det vindassisterte fremdriftssystemet. Frem til 2034 er det dobbelttelling av RFNBO. Dette innebærer at energimengden som benyttes telles dobbelt, noe som i praksis halverer kostnaden for bruk av RFNBO.²⁹ Om ikke RFNBO utgjør minst 1 % av den samlede energibruken i 2031 til skip som omfattes av FuelEU, vil et delkrav om 2 % RFNBO gjelde fra 1. januar 2034.

Tabell 2: Krav til redusert klimagassintensitet i FuelEU. De prosentvise reduksjonene gjelder i forhold til referanseverdien 91,16 gram CO₂-ekv./MJ

F.o.m. år	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Reduksjon fra referanseverdi	2 %	6 %	14,5 %	31 %	62 %	80 %

Fleksibilitetsmekanismer

Dersom et skip har overoppfyllt kravet om reduksjon av klimagassintensiteten, kan rederiet spare samsvarsoverskuddet for dette skipet til neste rapporteringsperiode. Hvis et skip derimot ikke har oppnådd kravet om reduksjon av klimagassintensitet for den aktuelle perioden, har skipet et samsvarsunderskudd. Da kan rederiet låne et samsvarsoverskudd for dette skipet fra neste rapporteringsperiode, men med visse begrensninger og «renter».

Et rederi kan også dele samsvarsoverskudd- eller underskudd for et skip med andre skip i en flåte slik at skipene i flåten samlet sett oppfyller kravet om reduksjon av klimagassintensiteten av energibruken. Dette kan være et incentiv for å bygge et nullutslippsskip som overoppfyller kravene, fordi behovet for å gjennomføre klimagassreduserende tiltak på resten av skipene i flåten da blir redusert. I og med at man kan dele samsvarsoverskuddet mellom skip som ikke tilhører samme rederi, vil denne mekanismen i praksis også føre til et marked hvor man kan selge samsvarsoverskudd. Samleflåtens samsvarsbalanse skal verifiseres av en verifikatør.

2.2.3 IMO's netto null-rammeverk

Internasjonal skipsfart er ikke omfattet av Parisavtalen. Gjennom IMO (den internasjonale sjøfartsorganisasjonen) er det likevel vedtatt en klimagasstrategi som har satt seg som ambisjon å redusere klimagassutslippene fra internasjonal skipsfart til netto null i 2050. Det er allerede innført ulike energieffektiviserende krav gjennom MARPOL vedlegg VI, men det viktigste virkemiddelet for å oppnå de store utslippskuttene er et regelverk som etter planen skal vedtas i oktober 2025 og tre i kraft i mars 2027. Dette kalles IMO's netto null-rammeverk.

²⁹ Behovet for særlige incentiv for RFNBOer omtales i punkt 26 i fortalen til Fuel EU-forordningen.

Offshorefartøy i regelverket

IMO's netto null-rammeverk omfatter skip med bruttotonnasje 5000 og mer, men unntar skip som utelukkende går i innenriksfart, plattformer inkludert FPSO, FSU, borerigger og halvt nedsenkbare skip. Dette innebærer at offshorefartøy med bruttotonnasje 5000 og mer vil omfattes. Kravene vil bli revidert hvert femte år og Sjøfartsdirektoratet forventer at skip med bruttotonnasje 400 og mer vil bli omfattet av kravene fra 2033.

Krav til klimagassintensitet

Kravet baserer seg på en «GHG Fuel Intensity (GFI)»-formel som brukes til å beregne klimagassintensiteten i et livsløpsperspektiv til energikildene som benyttes om bord på et skip. To nivåer av krav til årlig oppnådd GFI vil gjelde for skipet: et grunnkrav (*Base target*) og et direkteoppfyllelseskrav (*Direct compliance target*).

Tabell 3: Krav til reduksjoner i GFI i IMO's nye regelverk. De prosentvise reduksjonene gjelder i forhold til referanseverdien 93,3 gram CO₂-ekv./MJ

År	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Z for Base target	4.0 %	6.0 %	8.0 %	12.4 %	16.8 %	21.2 %	25.6 %	30.0 %	65.0 %
Z for Direct compliance target	17.0 %	19.0 %	21.0 %	25.4 %	29.8 %	34.2 %	38.6 %	43.0 %	Ikke fastsatt enda ³⁰

Hvis et skip oppnår en GFI som er under «Direct compliance target» vil skipet opparbeide seg samsvarsoverskudd. Hvis et skip oppnår en GFI som er høyere enn «Direct compliance target» vil det få et samsvarsunderskudd og to nivåer underskudd er fastsatt:

- For en oppnådd GFI som ligger mellom «Base target» og «Direct compliance target» vil skipet opparbeide seg et nivå 1 samsvarsunderskudd
- For en oppnådd GFI som ligger over «Base target» vil skipet opparbeide seg både nivå 1 og nivå 2 samsvarsunderskudd.

Et samsvarsoverskudd kan balansere andre skips nivå 2 underskudd, spares for bruk i de to neste periodene eller frivillig kanselleres. Nivå 1 underskudd kan kun balanseres ved kjøp av «remedial units (RU)». Nivå 2 underskudd kan balanseres ved overføring av samsvarsoverskudd fra andre skip, ved oppsparte samsvarsoverskudd fra tidligere perioder eller ved kjøp av nivå 2 RUs. Prisene for RUs i perioden 2028 til 2030 er:

- Nivå 1: \$100 USD per tonn CO₂-ekvivalenter (for å oppfylle «Base target»)
- Nivå 2: \$380 USD per tonn CO₂-ekvivalenter (for å oppfylle «Direct compliance target»)

³⁰ Z-faktorene skal bestemmes for perioden 2036 til 2040 innen 1. januar 2032.

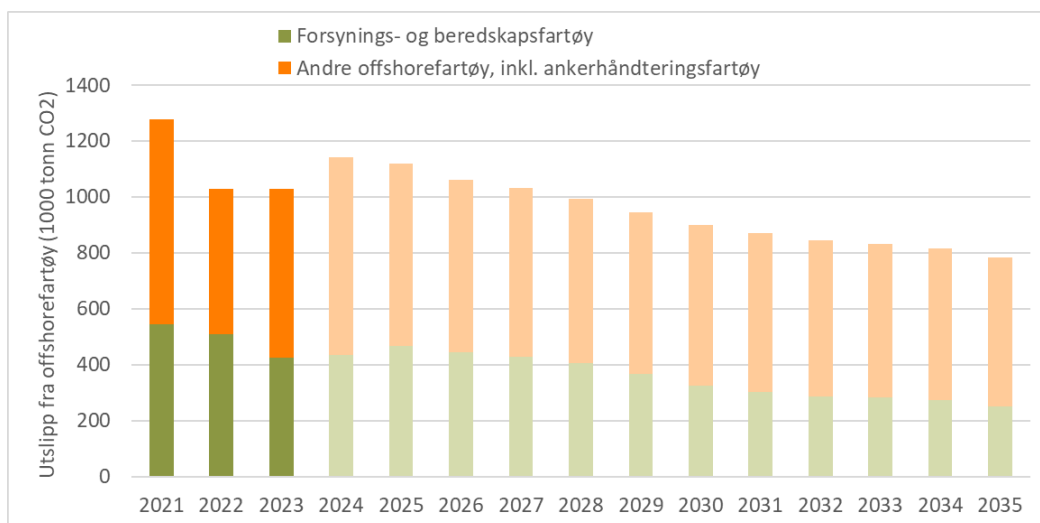
Inntektene fra salg av RUr er forventet å utgjøre fra ca. 100 til 150 mrd. NOK per år og vil gå inn på et IMO-fond som bl.a. skal støtte bruk av nullutslippsdrivstoff og -teknologier.³¹ Midler fra fondet skal også gå til ulike andre tiltak i utviklingsland.

Dersom IMO vedtar dette regelverket vil EU-kommisjonen legge frem en rapport som skal evaluere og sammenligne dette regelverket med FuelEU og kan inneholde forslag om regelendringer for å unngå duplisering av regulering av klimagassutslipp.

2.3 Behovet for nye klimavirkemidler for offshoreskip

2.3.1 Nullalternativet

Den offisielle utslippsframskrivingen er gjort for innenriks sjøfart samlet og har ikke spesifikt skilt ut utslipp fra offshorefartøy. I nullalternativet er det tatt utgangspunkt i Konkrafts estimat for framtidig utslippsutvikling. Som vist i Figur 5 antas CO₂-utslippene fra offshore maritim virksomhet å falle med rundt 13 % i 2030 og 24 % i 2035, i forhold til 2023. I denne prognosen er ikke effekten av utslippsreducerende tiltak og virkemidler utover de som allerede er iverksatt inkludert, og det er ikke lagt inn noen effekt av omsetningskravet for biodrivstoff. Det er også generelt stor usikkerhet i prognosen.



Figur 5: Basisprognose for offshore maritime utslipp mot 2035. Kilde: KonKraft, Framtidens energinæring på norsk sokkel, statusrapport 2024.

Utslippene fra offshorefartøy varierer med aktivitetsnivået på sokkelen, og reflekterer ikke nødvendigvis produksjonsutviklingen på norsk sokkel. Dette avhenger av fartøystype. For eksempel vil det være høyere aktivitet med konstruksjonsskip i forbindelse med utvikling av ny produksjon, mens aktiviteten til forsynings- og beredskapsfartøy vil være mer knyttet til driften av eksisterende innretninger. Offshorefartøy kan få nye bruksområder i andre marine næringer

³¹ GFI grenseverdien er satt til 19 g CO₂-ekv./MJ frem til 31. desember 2034 og 14 g CO₂-ekv./MJ frem fra 1. januar 2035. IMO kan også vedta at å inkludere andre nullutslippsdrivstoff og -teknologier basert på retningslinjer som skal utvikles.

etter hvert som aktivitetsnivået på sokkelen avtar. Produksjonsutviklingen er likevel en faktor som vil påvirke utslippene fra offshorefartøy i årene fremover.

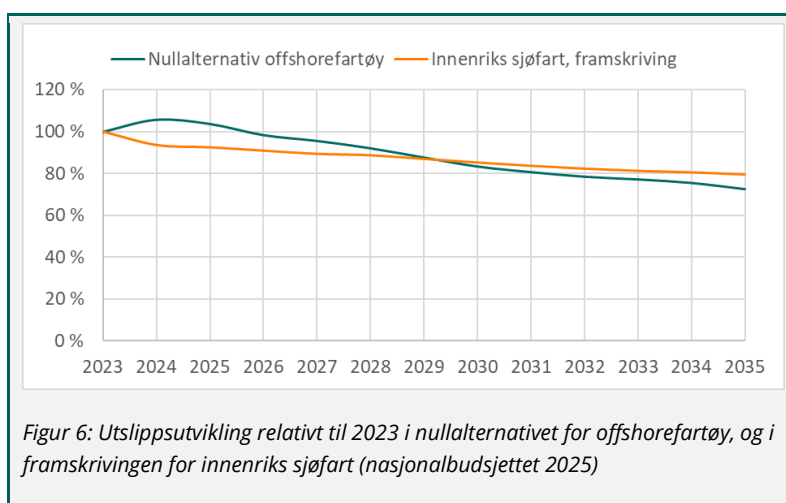
Sokkeldirektoratet legger til grunn at produksjonen på norsk sokkel vil falle betydelig frem til 2050, i alle scenarioer.³² Nedgangstakten i scenarioene er forskjellig avhengig av leteaktivitet og teknologiutvikling. I mulighetsbilde *Basis* er produksjonen redusert med to tredjedeler fra 2025 til 2050, i mulighetsbilde *Høy* er produksjonen omtrent halvert, og i mulighetsbilde *Lav* er det nærmest ingen produksjon i 2050.

Basisprognosen i Figur 5 ovenfor omfatter kun aktivitetsnedgang, og ikke effekten av tiltak næringsen eventuelt innfører framover som følge av eksisterende virkemidler. Utslippsnedgangen vil derfor trolig være noe større enn vist i figuren.

Utslippsframskrivingen for innenriks sjøfart fra nasjonalbudsjettet 2025 tar imidlertid hensyn til effekten av

virkemidler. Nullalternativet for offshorefartøy sammenlignet med framskrivingen for innenriks sjøfart er vist i Figur 6. Omsetningskravet for biodrivstoff bidrar til bruk av en viss andel biodrivstoff i skipsfarten, men kravet bidrar ikke til innfasing av andre typer energibærere. Effekt av omsetningskravet på 6 % ligger i framskrivingen, og er her også lagt inn i nullalternativet for offshorefartøy.³³

Trenden i nullalternativet for offshorefartøy er noenlunde sammenfallende med framskrivingen for innenriks sjøfart. Selv om utslippene er forventet å gå ned både for offshorefartøy og innenriks sjøfart ellers, vil utslippene bestå i flere tiår framover. Uten flere virkemidler som akselererer omstillingen i sektoren før 2030, vil det være krevende å oppnå utfasing av fossile brenslere og dermed målet om et lavutslippssamfunn i 2050 (jfr. kap. **Feil! Fant ikke referanseilden.**). Virkemidlene er i stor grad de samme for offshorefartøy som for annen innenriks sjøfart. Siden det ikke foreligger et nullalternativ for offshorefartøy som tar hensyn til andre tiltak, gjøres det i neste delkapittel en vurdering av behovet for klimakrav til offshorefartøy i lys av effektene av andre eksisterende og kommende virkemidler.



³² Sokkeldirektoratet: *Ressursrapport 2024*, kapittel 4

³³ Her er det altså lagt til grunn at effekten av 6 % biodrivstoff gjennom omsetningskravet i gjennomsnitt blir fordelt jevnt til alle segmenter i innenriks sjøfart, også offshorefartøy, selv om det ikke nødvendigvis er realiteten.

2.3.2 Behovet for klimakrav til offshorefartøy

For ytterligere reduksjon i utslippene fra offshorefartøy og sjøfart generelt i tråd med Norges klimaforpliktelser på kort og lang sikt, er det nødvendig med tiltak på eksisterende skip for å redusere energiforbruket og klimagassutslippene, og at flere skip bygges med ny drivstoffteknologi og tar i bruk lav- og nullutslippsdrivstoff. I dag er det flere barrierer som forsinker denne innfasingen.

Prissignalet fra karbonprising gjennom CO₂-avgift og eventuelt kvotepris er ikke tilstrekkelig for å utløse innfasing av nullutslippsløsninger for offshorefartøy. Anslag for bedriftsøkonomisk merkostnad for investering i og drift av for eksempel ammoniakk- eller metanolskip er rundt 5000 kr/tonn CO₂ avhengig av drivstoff. Investeringsstøtte til skip reduserer merkostnaden, men vil ikke gjøre tiltakene bedriftsøkonomisk lønnsomme. Både manglende tilgang på og høye priser for drivstoffene er fortsatt barrierer.

Investeringsstøtte til produksjon av og bunkringsinfrastruktur for lavkarbon- og RFNBO-drivstoff gir insentiver til å investere i dette, men etterspørselen etter drivstoffene uteblir eller forblir liten når merkostnaden for drivstoffene består. Denne driftskostnadsbarrieren fører til at investeringer i produksjons- og bunkringsanlegg uteblir eller blir forsinket, og drivstofftilgjengeligheten forblir for liten til å sette markedet i gang. Et virkemiddel som sikrer denne etterspørselen, vil spille en viktig rolle i å utløse investeringene i produksjons- og bunkringsanlegg.

Utenom direkte driftsstøtte eller betydelig økte avgifter, er krav et virkemiddel som vil forsere driftskostnadsbarrieren, ved at dyrere drivstoff enn fossile må tas i bruk. Internasjonalt er det FuelEU (kap. 2.2.2) og IMOs GFI-krav (kap. 2.2.3) som skal avhjelpe dette. Behovet for et nasjonalt klimakrav for å redusere utslipp fra offshorefartøyene og å utvikle teknologi med sikte på nullutslippsløsninger må derfor vurderes opp mot disse regulatoriske virkemidlene.

EU ETS og innenriks sjøfart

EU's klimakvotesystem (EU ETS) er en del av en pakke med virkemidler som skal kutte utslipp i kvotepliktig sektor. Pakken med virkemidler skal sammen sikre at de kvotepliktige utslippene holder seg under kvotetaket. Fornybardirektivet er et eksempel på et virkemiddel som EU innførte i tillegg til klimakvotesystemet. At EU ETS ikke er tilstrekkelig som virkemiddel overfor skipsfarten reflekteres i fortalen til FuelEU, hvor reguleringen begrunnes med at kvoteprisen ikke vil være høy nok på kort og mellomlang sikt til å drive den omstillingen som er nødvendig for sjøfarten. Utslippene fra offshorefartøyene som del av innenriks sjøfart er i sin helhet fortsatt inkludert i innsatsfordelingen, *samtidig* som en del av skipene altså blir inkludert i ETS fra 2027. I innsatsfordelingen er det nasjonale virkemidler som er hovedgrepet for å nå utslippsmål. Dette gjør at nasjonale virkemidler rettet mot offshorefartøy også nødvendigvis treffer deler av ETS. Det er usikkert hvordan kvoteprisen vil utvikle seg frem mot og utover 2030. I en rapport fra 2024 viser tankesmien ERCST til et spenn fra i underkant av 100 EUR/tonn til i underkant av 200 EUR/tonn i anslagene for kvoteprisen i 2030 fra seks ulike analysebyråer (2024 *State of the EU ETS Report*, kapittel 6.3).

Offshorefartøy kan bli omfattet av FuelEU etter 2027, og fartøyene med størrelse 5000 BT og over blir fra 2028 omfattet av IMOs netto null-rammeverk om regelverket vedtas. Begge regelverkene har fleksibilitetsmekanismer som gjør det mulig for fartøy å kjøpe eller selge samsvarsoverskudd. Offshorefartøy kan dermed oppfylle sine forpliktelser under regelverkene ved å kjøpe samsvarsoverskudd fra andre skip, slik at forpliktelsene kan oppfylles uten reduksjon av klimagassutslippene i Norge.

Det forventes i tillegg at både FuelEU og IMO på kort og mellomlang sikt hovedsakelig oppfylles med flytende biodrivstoff, fordi dette er det rimeligste og enkleste tiltaket for å redusere utslippene. Bruk av flytende biodrivstoff under omsetningskravet i Norge kan også inngå i oppfyllelse av FuelEU. IMOs regelverk vil støtte bruk av såkalte nullutslippsteknologier, men støttenivået er ikke bestemt. Som følge av dette gir FuelEU og IMO-kravet begrensede insentiver til å ta i bruk nullutslippsdrivstoff. Regelverkene vil være sterke drivere for utslippsreduksjoner på lenger sikt, men det er usikkert hvor stor plass nullutslippsløsninger vil ha på bekostning av flytende biodrivstoff.

Et krav til offshorefartøy som ikke åpner for bruk av flytende biodrivstoff kan bidra til å redusere barrierene knyttet til manglende produksjon og infrastruktur for nullutslippsdrivstoff med oppskaleringspotensial som er nødvendige for langsiktig omstilling. Økt etterspørsel vil øke muligheten for investeringer i produksjons- og bunkringsanlegg, og forsterke effekten av virkemidlene som allerede er rettet mot disse. Et krav vil også bidra til at skip som er bygget med nullutslippsteknologi (for eksempel muliggjort ved investeringsstøtte fra Enova) tar drivstoffene i bruk og oppnår utslippsreduksjonene skipene er bygget for å oppnå. Fordi lav- og nullutslippsfartøy bygges med mulighet for å bruke flere drivstoff, er det uten et krav til bruk av de nye drivstoffene en fare for at MGO-bruken opprettholdes for å redusere driftskostnadene.

Det er derfor et behov for klimakrav til offshorefartøy for å sikre utslippsreduksjoner fra fartøyene og omstilling til nullutslippsløsninger.

3 Rettslig grunnlag for klimakrav til offshorefartøy

3.1 Generelt om regulering av petroleumsvirksomhet og skip etter forurensningsloven

Forurensningsloven kommer til anvendelse for undersøkelser etter og utvinning og utnyttning av undersjøiske naturforekomster på kontinentalsokkelen, herunder avslutning av slik virksomhet, jf. § 4. Petroleumsvirksomhet omfattes av dette, og krever derfor tillatelse i enkeltvedtak etter § 11 eller i forskrift etter § 9 for de sider av virksomheten som jevnlig fører til forurensning. Kravet om tillatelse gjelder den som er ansvarlig for virksomheten. Miljødirektoratet er forurensningsmyndighet for petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen.

Forurensningsloven gjelder som hovedregel ikke for forurensning fra det enkelte transportmiddel, herunder skip, jf. forurensningsloven § 5 andre ledd. Forurensning fra norske og utenlandske skip er i stedet regulert i skipssikkerhetsloven kapittel 5. Det følger av skipssikkerhetsloven § 31 første ledd at forurensning i forbindelse med driften av skipet (eller den flyttbare innretningen) er forbudt med mindre annet fremgår av lov eller forskrift. Den direkte reguleringen av forurensning fra den ordinære driften av skip skjer altså gjennom skipssikkerhetsloven med tilhørende forskrifter. Ifølge skipssikkerhetsloven § 31 tredje ledd kommer skipssikkerhetslovens kapittel 5 likevel ikke til anvendelse ved forurensning fra skip som «utelukkende skyldes utforskning, utvinning og utnyttelse til sjøs av undersjøiske naturforekomster». Slik forurensning kan for eksempel være forurensning i forbindelse med boring, som omfattes av forurensningsloven.

Det er altså ikke hjemmel i forurensningsloven til å regulere forurensning fra skip direkte, med unntak av forurensning fra skip som utelukkende skyldes undersøkelse etter og utvinning og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster. I dette forslaget er det imidlertid petroleumsoperatørene som er pliktsubjektet. Forurensningsloven gir hjemmel til å oppstille krav overfor operatørene om å redusere den samlede energibruken til skip som på vegne av operatøren utfører aktiviteter som ledd i petroleumsvirksomhet. Det redegjøres nærmere for dette i kapittel 3.2.

Ved å stille krav til operatøren av petroleumsvirksomheten og ikke rette krav direkte mot skipet, er det vurdert at forslaget ligger innenfor handlingsrommet i havretten. Forurensningslovens virkeområde på kontinentalsokkelen, jf. § 4, er begrenset av folkeretten. Norske myndigheter har etter havrettskonvensjonen artikkel 77 og artikkel 80, jf. artikkel 60 (1) b og (2), jf. artikkel 56, eksklusiv jurisdiksjon til å tillate og regulere oppføring, drift og bruk av innretninger og anlegg til undersøkelse og utnyttelse av naturforekomster på kontinentalsokkelen. Norske myndigheter har derfor folkerettslig grunnlag for å stille vilkår/krav til forurensning fra norske og utenlandske offshorefartøy rettet mot den ansvarlige for petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel. Slike vilkår/krav etter forurensningsloven vil også gjelde for offshorefartøyene når de befinner seg utenfor norske jurisdiksjonsområder, jf. lovens geografiske virkeområde i § 4.

3.2 Nærmere om indirekte regulering av offshorefartøy etter forurensningsloven

Når det gis tillatelse til petroleumsvirksomhet etter forurensningsloven § 11, kan det settes vilkår for tillatelsen med hjemmel i § 16 for å "motvirke at forurensning fører til skader eller ulemper."³⁴ Det følger av § 9 andre ledd tredje punktum at de vilkår som kan settes i den enkelte tillatelse etter § 16, også kan fastsettes som krav i forskrift.

Av forurensningslovens forarbeider fremgår det at begrensningen i adgangen til å stille vilkår ligger "først og fremst i lovens formål," jf. Ot.prp. nr. 11 (1979-1980) side 28-29. Lovens formål er å "verne det ytre miljø mot forurensning og å redusere eksisterende forurensning," jf. § 1. Det fremgår videre av forarbeidene at adgangen til å stille vilkår må tolkes i lys av den ulovfestede vilkårlæren, slik at det gjelder et krav om forholdsmessighet mellom mål og midler. Forurensningsmyndigheten må derfor vurdere hensyn fordelene for miljøet opp mot kostnadene for forurenseren. Departementet understreker likevel i forarbeidene at "kravet om forholdsmessighet mellom mål og midler bare vil sette grenser for vilkårene i mer ekstreme tilfelle."

Forurensning fra offshorefartøy som utfører aktiviteter som ledd i petroleumsvirksomheten kan altså reguleres etter forurensningsloven i form av vilkår/krav overfor petroleumssoperatører, så lenge vilkårene/kravene er innenfor forurensningslovens formål om å motvirke at forurensning fører til skader eller ulemper, og ellers er forholdsmessige. Pliktsubjektet for etterlevelsen av slike vilkår/krav vil være petroleumssoperatøren for det enkelte felt,³⁵ i kraft av å være ansvarlig etter forurensningsloven for den aktuelle petroleumsvirksomheten.

3.3 EØS-rettslige vurderinger

Etter EØS-avtalen artikkel 126 gjelder avtalens bestemmelser på «Kongeriket Norges territorium». Den norske oppfatningen er at begrepet territorium i EØS-avtalen artikkel 126 skal forstås i henhold til fast praksis i folkeretten. Dette innebærer at avtalen gjelder på Norges landterritorium, indre farvann og territorialfarvann, men ikke i økonomisk sone og på kontinentalsokkelen, jf. Meld. St. 5 (2012-2013) s. 41. Ettersom det er petroleumssoperatørene på kontinentalsokkelen som er pliktsubjekt for klimakravene, anser departementet at kravet i utgangspunktet ligger utenfor EØS-avtalens virkeområde.

Som det fremgår av notatet, får klimakravene samtidig indirekte betydning for de foretak som tilbyr transporttjenester offshore. Offshorefartøyene vil benytte havner mv. som ligger innenfor det geografiske virkeområdet til EØS-avtalen. Selv om en forutsetter at EØS-avtalen kommer til anvendelse, kan departementet uansett ikke se at den foreslåtte reguleringen er i strid med bestemmelser i EØS-avtalen. Departementets vurdering av EØS-retten følger nedenfor.

³⁴ Bestemmelsen nevner også andre eksempler på vilkår som kan stilles, som ikke er direkte relevant her.

³⁵ Med "petroleumssoperatøren" her menes den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten", jf. forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg (rammeforskriften) § 6 bokstav f.

Det følger av EØS-avtalen artikkel 38 at adgangen til å yte tjenester på transportområdet skal reguleres av bestemmelsene i kapittel 6. I henhold til artikkel 47 nr. 2 i kapittel 6 er det gitt særskilte regler for transportområdet, inkludert sjøfart, i EØS-avtalen vedlegg XIII. Rettsaktene inntatt i dette vedlegget gir prinsippet om fri bevegelighet for tjenester anvendelse for sjøtransport, jf. rådsforordning (EØF) nr. 4055/86 artikkel 1 og rådsforordning (EF) nr. 3577/92 artikkel 1. Begge forordningene er gjennomført i norsk rett ved lov om fri utveksling av tjenesteytelser innen sjøtransport (lov om sjøtransporttjenester) av 12. april 1992. I det følgende vurderes derfor klimakravet til offshorefartøy opp mot regelen om fri bevegelighet for tjenester i EØS-avtalen artikkel 36.³⁶

EØS-avtalen artikkel 36 slår fast regelen om fri bevegelighet for tjenester, og innebærer at det i utgangspunktet ikke er tillatt med restriksjoner på adgangen til å yte tjenester innen avtalepartenes territorium for tjenesteytere fra en annen EØS-stat. Det følger av rettspraksis fra EFTA- og EU-domstolen at dette innebærer at enhver restriksjon som kan være til hinder for, eller gjøre det mindre attraktivt, å tilby tjenester over landegrensene i utgangspunktet er forbudt, selv om restriksjonen ikke forskjellsbehandler nasjonale tjenesteytere og tjenesteytere fra en annen EØS-stat.³⁷ Artikkel 36 kan påberopes både av tjenesteytere og tjenestemottakere.

EØS-avtalen artikkel 36 gjelder bare dersom den som yter en tjeneste og den som mottar den befinner seg i to forskjellige EØS-stater³⁸. Med mindre det utelukkende er norskregistrerte offshorefartøy som tilbyr tjenester til petroleumsoperatørene på norsk sokkel og for dette formål også vil benytte seg av norske havner, vil artikkel 36 kunne komme til anvendelse. Restriksjonsforbudet i artikkel 36 omfatter tiltak som gjelder alle som yter tjenester i en EØS-stat, uansett hvilken EØS-stat de hører hjemme i. Et tiltak er en forbudt restriksjon hvis det kan begrense den frie adgangen til å yte tjenester i andre EØS-stater. Det er ikke et krav om at tiltaket faktisk har ført til at en tjenesteyter fra en annen EØS-stat har latt være å yte tjenester i Norge³⁹.

Dersom EØS-avtalen omfatter klimakravet, kan det tenkes at kravet til grenseoverskridende element er oppfylt. Dette vil særlig gjelde på sikt, når kravet blir strengere, da de ti større grad kan være behov for operatørene å stille krav i kontrakter til utenlandske aktører. Kravet kan derfor i utgangspunktet tenkes å utgjøre en restriksjon på tjenestefriheten.

Selv om kravet skulle anses å utgjøre en restriksjon som i utgangspunktet er forbudt etter artikkel 36, vil det likevel være lovlig etter EØS-retten dersom restriksjonen kan rettferdiggjøres etter læren om tvingende allmenne hensyn, jf. praksis fra EFTA- og EU-domstolen.⁴⁰ Dette krever at restriksjonen ivaretar et legitimt allment hensyn og er egnet og nødvendig. I tillegg gjelder et

³⁶ Se i denne sammenheng sak C-205/99 *Analir*, om en administrativ tillatelsesordning til sjøtransport var i strid med prinsippet om tjenestefrihet.

³⁷ *Ibid*, avsnitt 21-21.

³⁸ Se EFTA-domstolens dom E-2/24 avsnitt 52.

³⁹ *Ibid*, avsnitt 87-89.

⁴⁰ Sak E-2/24 *Bygg og Industri AS*, avsnitt 94-95 flg.

krav om at de hensynene som ligger til grunn for det aktuelle tiltaket generelt sett ivaretas på en helhetlig og konsistent måte.⁴¹

Beskyttelse av klimaet er anerkjent som et legitimt allment hensyn i EØS-retten, se også EU-domstolens avgjørelser blant annet C-717/08 og C-573/12, samt EFTA-domstolens avgjørelse i E-2/06 avsnitt 79. Det foreslåtte kravet, jf. kapittel 4, er etter departementets syn både egnet og nødvendig. Kravet er egnet fordi det vil bidra til å redusere utslipp av klimagasser i Norge og globalt, og bidra til utvikling av nullutslippsteknologi i skipsfarten, jf. også kapittel 2 og 5. Kravet er nødvendig da det er vanskelig å se andre virkemidler som vil bidra til reduserte klimagassutslipp i samme utstrekning, uten å legge større begrensninger på adgangen til å yte offshoretjenester. Så lenge klimagassutslippene reduseres i tråd med kravene, har kravet betydelig fleksibilitet med hensyn til hvordan operatørene oppfyller kravet.

⁴¹ Se f.eks. sak C-209/18 *Kommisjonen mot Østerrike*, avsnitt 94.

4 Forslag til klimakrav for offshorefartøy

4.1 Overordnet om forslaget til klimakrav til offshorefartøy

Klima- og miljødepartementet foreslår et klimakrav til offshorefartøy i forskrift med hjemmel i forurensningsloven. Formålet med et slikt krav er for det første å redusere klimagassutslippene fra offshorefartøyene og dermed fra innenriks sjøfart i Norge. Slik kan kravet bidra til å oppfylle Norges utslippsforpliktelser under innsatsfordelingen og klimasamarbeidet med EU, der innenriks sjøfart inngår.

Formålet med kravet er videre å bidra til utvikling av nullutslippsteknologi for skip, ved å øke innfasingen av slik teknologi og øke etterspørselen etter og produksjonen av fornybare drivstoff, samt utvikle bunkringsinfrastrukturen for slike drivstoff. Utviklingen av nullutslippsteknologi er viktig for å nå det langsiktige målet om å omstille Norge til et lavutslippssamfunn i 2050.

4.2 Hvem kravet gjelder for

Kravet er foreslått gjeldende for petroleumsvirksomhet til havs på norsk kontinentalsokkel, og overfor den som er ansvarlig for slik virksomhet. Den ansvarlige for slik virksomhet etter forurensningsloven er operatøren for det enkelte petroleumsfelt, det vil si den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten, jf. definisjonen av "operatør" i rammeforskriften § 6 bokstav f.

Det legges likevel opp til at operatørene kan samarbeide om å oppfylle kravet, gjennom avtaler mellom operatørene. Ved en slik samlet oppfyllelse kan operatører som overoppfyller kravet, overføre det overskytende til andre operatører. Operatører som har inngått samarbeid om oppfyllelse er hver for seg ansvarlige for at kravet samlet sett er oppfylt. Det foreslås at avtaler om samlet oppfyllelse skal rapporteres til Miljødirektoratet.

4.3 Hvilke fartøy kravet gjelder for

Kravet er foreslått gjeldende for fartøy som på vegne av operatøren utfører følgende aktiviteter som ledd i petroleumsvirksomhet: a) frakt av forråd, materialer, personell og utstyr, b) installasjons-, drifts- og avslutningsaktiviteter, herunder ankerhåndtering, sleping og rør- og kabellegging, og c) oppgaver i forbindelse med beredskap og fare- og ulykkessituasjoner rundt innretninger. Dette innebærer i praksis at kravet gjelder både for forsyningsfartøy, alle former for spesialiserte fartøy som benyttes i ulike faser av virksomheten, og beredskapsfartøy, når de utfører aktiviteter på vegne av en operatør.

Det er flere vurderinger bak dette forslaget om hvilke fartøy kravet gjelder for:

Offshorefartøy kan i prinsippet avgrenses ut fra fartøystype eller ut fra hvilke aktiviteter fartøyet utfører som ledd i petroleumsvirksomhet. Definisjonen av offshoreskip under EUs klimavotesystem er basert på fartøystype, jf. kapittel 2.2.1. Med en avgrensning basert på fartøystype, kan kravet for eksempel avgrenses til visse typer offshorefartøy, eller fartøy som er mest egnet for ombygging til eller bygging med nullutslippsteknologi.

Det vurderes at en avgrensning basert på fartøystype som legger skipsklassifikasjoner til grunn, ikke nødvendigvis vil samsvare med definisjoner i gjeldende nasjonal regulering av petroleumsvirksomheten til havs eller fartøyenes faktiske aktiviteter. Dette innebærer også en risiko for omklassifisering av fartøystyper for å omgå kravet. Det er naturlig å bygge på en aktivitetsbasert avgrensning ettersom kravet er ment å gjelde for fartøy som benyttes i petroleumsvirksomhet, og ikke fartøy som benyttes i andre offshorenæringer. En aktivitetsbasert avgrensning synliggjør også koblingen mellom fartøyet og operatøren, som er den ansvarlige for petroleumsvirksomheten og som kravet rettes mot. Ettersom kravet gjelder for fartøy, gjelder det ikke for enheter som regnes som faste eller flyttbare innretninger. Fartøy anses å utføre aktiviteter på vegne av en operatør så lenge de er på kontrakt med operatøren. Kravet gjelder dermed også for fartøy som eventuelt befinner seg i farvann utenfor norsk jurisdiksjon, i den grad de er på kontrakt med en operatør.

For operatørene er det enklere å stille krav til underleverandører om nullutslippsteknologi for skip som er på lange kontrakter, enn for fartøy på korte kontrakter. Av offshorefartøyene er det forsyningsfartøy som er best egnet til å ta i bruk nullutslippsdrivstoff. Dette gjelder både på grunn av tekniske egenskaper og fast driftsmønster, men også at de hovedsakelig er på lange kontrakter med operatør. Men noen operatører har også andre typer fartøy på lengre kontrakter, som beredskapsfartøy, ankerhåndteringsfartøy og IMR-fartøy. På sikt må alle fartøystyper gjennom omstilling, og i nullalternativet er utslippsreduksjonen framover betydelig større for forsyningsfartøy og beredskapsfartøy enn for andre fartøystyper.

Et krav som gjelder for alle fartøy som benyttes i petroleumsvirksomhet vil bidra til at tiltak innføres på de fartøyene hvor det er mest kostnadseffektivt. Med et krav som gjelder for også andre fartøy enn forsyningsfartøy vil det også gis uttelling av eksempelvis økt bruk av landstrøm på disse fartøyene eller andre grep som reduserer den fossile energibruken i flåten, selv om fartøyene ikke tar i bruk lav- og nullutslippsdrivstoff.

Konklusjonen etter dette at et krav til offshorefartøy bør gjelde alle skip som utfører aktiviteter som ledd i petroleumsvirksomhet. Selve innretningen og innfasingen av kravet vil bestemme hvor stor andel av flåten som må ta i bruk lav- og nullutslippsdrivstoff, og når.

4.4 Innretning av kravet

Kravet er foreslått innrettet som et krav om redusert klimagassintensitet, målt i utslipp per energienhet. Et klimagassintensitetskrav er i tråd med tilnærmingen i FuelEU og utkastet til IMOs netto null-rammeverk.

Et klimagassintensitetskrav innebærer at det settes en grense for maksimal tillatt klimagassintensitet fra energiforbruket om bord på skip. Med klimagassintensitet menes *klimagassutslipp per energiforbruk*, med enhet gram CO₂-ekvivalenter per MJ, og beregnes som totalt klimagassutslipp dividert på totalt energiforbruk. Grensen for maksimal tillatt klimagassintensitet settes som en reduksjon fra referanseverdien 91,16 gram CO₂-ekvivalenter

per MJ, som er det samme som i FuelEU. Samlet sett har offshoreflåten i Norge i dag en noe lavere klimagassintensitet enn dette.⁴²

Et klimagassintensitetskrav er mer fleksibelt enn et krav om *lavutslipp* eller om *nullutslipp*. Som beskrevet i kapittel 1.4.3, kan definisjoner av lav- og nullutslipp være flytende og det er ikke nødvendigvis hensiktsmessig å etablere faste definisjoner av disse begrepene innen skipsfarten. Det foreslåtte klimagassintensitetskravet er innrettet slik at det fremmer omstilling mot nullutslippsløsninger.

Bruk av nullutslippsløsninger for offshorefartøy krever innfasing av teknologier som per i dag er under modning og i liten grad utprøvd. Et klimagassintensitetskrav åpner for bruk av drivstoff som bidrar til utslippsreduksjon sammenlignet med fossile drivstoff, men som ikke er nullutslippsdrivstoff. Dette vil også kunne gjøre at kravet bidrar til utslippsreduksjoner raskere enn om kun nullutslippsløsninger inngår. Siden ulike fartøy har ulike forutsetninger for bruk av lav- og nullutslippsløsninger, er det hensiktsmessig med et fleksibelt krav, som er rettet mot fartøyene som utfører aktiviteter på vegne av en operatør samlet sett, og ikke for det enkelte skip hver for seg. Dette innebærer at det ikke må gjennomføres tiltak på alle skip, så lenge det innføres tilstrekkelige tiltak i flåten samlet sett for å oppfylle kravet, noe som begrenser byrden til operatørene.

Klimagassutslippet og energiforbruket beregnes for alle energibærere (drivstoff og strøm) som skipene benytter. Utslippet formuleres i CO₂-ekvivalenter, og omfatter utslipp av klimagassene CO₂, CH₄ og N₂O fra utvinning av råstoffet, produksjon, distribusjon (samlet benevnt som *oppstrømsutslipp*, kilde til tank – well to tank; *WtT*) og bruk om bord på et skip (*nedstrømsutslipp*, tank til propell - tank to wake; *TtW*).

Forslaget innebærer at kravets innretning i stor grad samsvarer med metodikken for å fastsette klimagassintensiteten til energien som brukes om bord på et skip som gjelder i FuelEU-forordningen,⁴³ men med enkelte tilpasninger. Blant annet gjøres beregningen av klimagassintensiteten på flåtenivå, og ikke for hvert enkelt skip. Formelen som er angitt i FuelEU for beregning av samsvaroverskudd mellom skip⁴⁴ kan brukes under dette kravet for å beregne samsvaroverskudd mellom operatører, ettersom det foreslås at kravet kan oppfylles samlet for flere operatører i fellesskap.

Innretningen tar altså utgangspunkt i rammeverket for utslippsreduksjoner for ulike drivstoff og teknologier som er etablert under FuelEU. Dette innebærer at kravet til maksimal klimagassintensitet må oppfylles ved at fartøyene gradvis tar i bruk drivstoff med lavere utslipp enn de fossile, for eksempel drivstoff som er basert på fornybart hydrogen, drivstoff som er basert på lavkarbon hydrogen, eller biogass. Bruk av landstrøm vil også bidra til å oppfylle kravet.

⁴² Klimagassintensiteten for flåten i dag er anslått til i underkant av 90 gram CO₂-ekvivalenter per MJ. Dette er grunnet allerede utstrakt bruk av landstrøm, og at MGO har en utslippsfaktor noe under 91,16 g CO₂-ekv. per MJ

⁴³ Forordning (EU) 2023/1805. Uoff. oversettelse: *Forordning av bruk av fornybart drivstoff og lavutslippsdrivstoff ved sjøtransport og om endring av direktiv 2009/16/EF*

⁴⁴ Anneks IV, del A punkt a gir formel for beregning av samsvaroverskudd/-underskudd

Omtale av bruk av biodrivstoff under det foreslåtte kravet er gitt i neste delkapittel. Når EU og IMO har utarbeidet metodikk for beregning av klimagassintensitet for karbonfangst om bord på skip, vil departementet vurdere å ta dette inn det foreslåtte kravet på en tilsvarende måte som det eventuelt tas inn i de internasjonale regelverkene. Bruk av drivstoff basert på gjenvunnet karbon vil ikke bidra til å oppfylle kravet.

4.5 Flytende biodrivstoff og biogass

Flytende biodrivstoff inkluderes ikke i klimakravet til offshorefartøy. En av grunnene til dette er at det er bærekraftsutfordringer knyttet til bruk av biodrivstoff, selv om biodrivstoffet oppfyller bærekraftskriteriene. Videre bidrar bruk av biodrivstoff ikke til teknologiutvikling i skipsfarten og det allerede finnes et sterkt og styringseffektivt virkemiddel for økt bruk av flytende biodrivstoff i Norge gjennom omsetningskravet. I forslaget reguleres dette ved at flytende biodrivstoff skal anses å ha samme utslippsfaktor som den minst gunstige produksjonsprosessen for tilsvarende fossilt drivstoff (MGO).

Biogass er foreslått inkludert i kravet, og det er foreslått at utslippsintensiteten beregnes på samme måte som i FuelEU-forordningen. Dette begrunnes med at biogass ikke er omfattet av omsetningskrav eller tilsvarende virkemidler for bruk i Norge, og erstatning av naturgass med biogass på offshorefartøy vil gi reduserte CO₂-utslipp. Biogass har også generelt bedre bærekraftsegenskaper enn flytende biodrivstoff.

Bærekraftsegenskapene til biogass vil kunne variere, og er blant annet avhengig av hvilke råstoff biogassen er produsert av. Det foreslås derfor at biogass må oppfylle bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene i fornybardirektivet og at biogassen må være produsert av råstoff som angitt i vedlegg IX til direktivet. Det vil si at biogassen ikke kan lages av konvensjonelle råstoff, hvor det er størst risiko for globale klimagassutslipp og tap av naturmangfold. Mange av råstoffene i vedlegg IX er basert på rester og avfall. Ut fra hva Miljødirektoratet kjenner til, er tilnærmet all biogass som produseres i Norge laget av råstoff på vedlegg IX. Omtrent halvparten av biogassen som produseres i Europa er laget av råstoff som inngår i vedlegg IX.⁴⁵

Biogass som ikke oppfyller bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene i fornybardirektivet og ikke er produsert av råstoff som angitt i vedlegg IX, skal anses å ha samme utslippsfaktor som den minst gunstige produksjonsprosessen for tilsvarende fossilt drivstoff.

For biogass som importeres til Norge, kan det være krevende å dokumentere at biogassen ikke dobbelttelles. Biogass som importeres kan stamme fra land som utsteder opprinnelsesgarantier for biogassen. Verken bevis på oppfyllelse av bærekraftskriterier fra en frivillig ordning eller opprinnelsesgaranti kan da alene anses som tilstrekkelig for å dokumentere at importert biogass ikke er dobbelttelt av ulike sluttbrukere. For å minske risikoen for dobbelttelling foreslås det at det i tillegg til dokumentasjon på oppfyllelse av bærekraftskriteriene fra en frivillig ordning, skal dokumenteres at biogassen ikke er benyttet av andre. Dette er i tråd med kravene som stilles for

⁴⁵ [An introduction to biogas and biomethane – Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth – Analysis - IEA](#)

å kunne nulltelle biogass i EU ETS. Dersom det er utstedt en opprinnelsesgaranti for biogassen, må operatøren dokumentere at denne er slettet og ikke er benyttet av andre. Tilsvarende krav foreslås også for andre energibærere hvor det er aktuelt.

EU arbeider med utvikling av en unionsdatabase for fornybare drivstoff. Databasen skal være en digital plattform for å spore frakt og distribusjon av fornybare gasser, fornybare flytende brensler og resirkulerte karbonbrensler i EU gjennom alle ledd i forsyningskjeden. Formålet med databasen er blant annet å hindre dobbelttelling av fornybare drivstoff hos slutt kunder. Det er foreløpig mye usikkerhet om hvordan databasen vil fungere i praksis. Miljødirektoratets nåværende forståelse er at den vil fungere som et felles register for bærekraftsdokumentasjon og opprinnelsesgarantier i EU. Det er foreløpig usikkert når databasen vil kunne tas i bruk og når alle funksjoner vil være operative, men Miljødirektoratet anser det som sannsynlig at det vil være på plass før dette kravet trer i kraft i 2029. Det vil i så fall være aktuelt å vurdere om dokumentasjonskravet for biogass skal kunne oppfylles ved å vise til at bærekraftsertifikater knyttes opp mot databasen, eksempelvis ved at det kreves at biogassvolumene som rapporteres til oppfyllelse av kravet er slettet fra databasen.

I kravet foreslås det at oppfyllelse av bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene i fornybardirektivet skal dokumenteres ved hjelp av ordninger godkjent av EU-kommisjonen. I tillegg skal disse ordningene brukes til å dokumentere at reglene for massebalanse i fornybardirektivet artikkel 30 er overholdt.

Dersom en operatør benytter biogass levert fra bunkringssted som blander biogass og fossil gass, aksepteres det at oppfyllelse av krav til energibærere dokumenteres for innkjøpt mengde biogass på bunkringsstedet, og ikke for blandingen mellom fossil- og biogass som leveres ut fra bunkringsstedet. Dette er viktig for kunne å utnytte eksisterende infrastruktur som er bygget ut for naturgass, og slippe å etablere parallell infrastruktur for biogass. Andel biogass av en slik blanding kan fastsettes ved hjelp av faktura eller salgsvtale mellom bunkringsstedet og skipet. Dette gjelder bare for bunkringssteder som leverer til bruk i skip, og ikke mellomlagre. I tillegg er det et krav om at operatøren sikrer at det ikke leveres ut mer biogass fra bunkringsstedet enn det tilføres inn.

En annen risiko ved import av biogass, er at utslippsreduksjonen allerede er bokført i landet som eksporterer biogassen. Per nå vil heller ikke biogass importert nødvendigvis fanges opp i det nasjonale utslippsregnskapet og kunne bokføres mot Norges klimaforpliktelser. Dette er særlig relevant for biogass som importeres gjennom det europeiske rørgassnettet. Det er et prinsipp i utslippsregnskapet at utslipp skal være basert på fysiske volumer.

4.6 Dobbelttelling av RFNBO og drivstoff basert på lavkarbon hydrogen

Forslaget til klimagassintensitetskrav innebærer at flere ulike energibærere kan brukes for at operatøren skal oppfylle kravet. Dersom kravet skal bidra til å fremme teknologiutvikling med sikte på nullutslippsløsninger bør det inneholde insentiver for nullutslippsteknologier på skip som bruker drivstoff produsert med ingen eller lave utslipp. Derfor foreslås det at RFNBO-

drivstoff (grønt hydrogen) og drivstoff basert på lavkarbon hydrogen (blått hydrogen) kan "dobbeltelles" under kravet. Dette innebærer at energimengden som benyttes telles dobbelt, noe som i praksis halverer kostnaden for bruk av disse drivstoffene for å oppfylle kravet. Dette gir særlige incentiver til å oppfylle kravet gjennom bruk av nullutslippsteknologier på fartøyene, fremfor for eksempel biogass. Det er foreslått at dobbelttelling skal gjelde frem til 2034. I FuelEU-forordningen gjelder også dobbelttelling frem til 2034, men kun for RFNBO og ikke for lavkarbon hydrogen.

Selv om dobbelttelling fremmer bruk av RFNBO og lavkarbon hydrogen, sikrer det ikke bruk av drivstoffene. Dette kunne sikres gjennom et delkrav i form av at en minimumsandel RFNBO og lavkarbon hydrogen etter en viss tid skal inngå i energibruken til fartøyene som omfattes klimakravet, slik det er lagt opp til i FuelEU. Klima- og miljødepartementet har ikke inkludert et slikt delkrav i forslaget, men ønsker innspill på om klimakravet til offshorefartøy burde inneholde et slikt delkrav.

4.7 Innfasing av kravet

Kravet er foreslått å gjelde fra 1. januar 2029, med innfasingen vist i tabell under.

Tabell 4: Foreslått krav til redusert klimagassintensitet, i forhold til referanseverdi 91,16 gram CO₂-ekv./MJ.

Periode	2029-2031	2032-2034	2035-2037	2038-2040
Redusert klimagassintensitet i forhold til referanseverdien 91,16 gram CO ₂ -ekv. / MJ	10 %	15 %	20 %	40 %

Kravet skal gi innfasing av fartøy som driftes med lav- og nullutslippsdrivstoff, og økt produksjon og utbygging av bunkringsinfrastruktur for drivstoffene. Dette vil ta noe tid å få på plass. Derfor gjøres kravet gjeldende først noen år fram i tid. En gradvis opptrapping er også viktig for at sikkerhetspraksiser for mannskap og fartøy får tid til å modnes.

Et krav som gjelder fra 2029 vil likevel ha betydning allerede nå, ved at det umiddelbart kan påvirke investeringsbeslutninger både i offshorenæringen og blant produsenter av lav- og nullutslippsdrivstoff. Et krav som gjelder fra 2029 kan samtidig også utløse utslippsreduksjoner innen 2030, noe som er viktig av hensyn til å oppfylle Norges utslippsforpliktelser i samarbeid med EU (innsatsfordelingen). Bruk av biogass i eksisterende LNG-fartøy vil trolig være en forutsetning for å møte kravet den første perioden.

Det foreslås videre at kravet ikke skal oppfylles for hvert år, som i FuelEU-forordningen,⁴⁶ men at kravet skal oppfylles for treårige perioder om gangen. Det vil si at det er totalmengden energi

⁴⁶ I FuelEU kan overoppfyllelse for et år spares til neste rapporteringsperiode, mens man ved underoppfyllelse kan låne fra neste rapporteringsperiode, med visse begrensninger og «renter».

benyttet av skipene i denne perioden som er grunnlaget for beregningen av klimagassintensiteten opp mot kravet. Dette er også et element som bidrar til fleksibilitet i oppfyllelse av kravet. Fleksibilitet er særlig viktig i offshorenæringen, fordi det kan være store årlige variasjoner i skipsaktivitet, avhengig av aktivitetsnivå i petroleumsvirksomheten. Variasjonene i skipsaktivitet fra år til år er særlig knyttet til bruk av spesialiserte fartøy på korte kontrakter, hvor det normalt vil være mer utfordrende å gjennomføre tiltak enn på skip som er på langtidskontrakter med operatørene. Bruk av fartøy på spotkontrakter til å dekke kortvarige behov gir også en effektiv utnyttelse av flåten. Med den foreslåtte innfasingen til 40 % redusert klimagassintensitet for den samlede energibruken til alle fartøyene i perioden 2038-2040, vil mange fartøy fortsatt kunne operere som før uten at kravet får direkte innvirkning på disse drivstoffløsninger. Dette vil være en fordel for videre bruk av fartøy på spotkontrakter, fartøy som opererer mellom ulike land mv.

Siden det tar tid å fase inn skip med nye teknologier, vil en også ha noe mer tid på seg enn om kravet gjaldt for 2029 alene. Forslaget om oppfyllelse i løpet av tre år, innebærer at første oppfyllelsesperiode utløper 1. januar 2032. Kravet i den første perioden kan dermed også oppfylles med drivstoff som tas i bruk etter 2029. For å skape forutsigbarhet for operatører, rederier og drivstoffleverandører anses det for å være nødvendig å ha en tidshorisont til 2040.

Den foreslåtte innfasingen innebærer at klimagassintensiteten skal være redusert med 40 % i perioden 2038-2040. En slik innfasing legger til rette for at utslippene fra fartøyene skal til netto-null innen 2050. Teknologisk modning og økt tilgjengelighet av lav- og nullutslippsdrivstoff vil også gjøre at videre utslippsreduksjoner mot netto-null vil kunne gå hurtigere i tiåret etter 2040 enn tiåret før. Siden reduksjonsnivået på 40 % gjelder samlet for treårsperioden 2038-2040, er det forventet at klimagassintensiteten i 2040 isolert sett er redusert med mer enn 40 %. Det foreslåtte reduksjonsnivået i 2040 er høyere enn FuelEU (31 %) og lavere enn IMO-kravet (65 %). Men siden flytende biodrivstoff ikke kan brukes for å oppfylle det foreslåtte kravet, er dette mer ambisiøst enn FuelEU og IMO. Bruk av flytende biodrivstoff er det rimeligste og enkleste tiltaket for å oppfylle de internasjonale kravene på kort og mellomlang sikt. Omstilling til fartøy med nye drivstoffteknologier er mer krevende, og det tar lenger tid å etablere infrastrukturen for drivstoffene. At det foreslåtte kravet gir innfasing av nullutslippsløsninger, utgjør en svært betydelig forskjell fra de internasjonale kravene som kan komme til å omfatte hele eller deler av flåten.

4.8 Bærekrafts- og utslippsreduksjonskrav til energibærere

Det foreslåtte kravet setter en grense for maksimalt tillatt klimagassintensitet for det samlede energiforbruket til skipene som omfattes av kravet. Klimagassintensitet for det samlede energibruket blir beregnet med utslippsfaktorer for produksjon og bruk av den enkelte energibærer (strøm eller drivstoff). Dermed er produksjonsmåten til drivstoffene bestemmende for hvilken utslippsfaktor de ulike drivstoffene som kan inngå i oppfyllelsen av kravet har. I tillegg til å bidra til å redusere direkte utslipp fra offshorefartøy i Norge, skal kravet oppfylles med energibærere som har lave klimagassutslipp gjennom livsløpet sammenlignet med fossil energi. Dersom kravet oppfylles med energibærere som har høye utslipp gjennom livsløpet, vil

det begrense den globale klimaeffekten av kravet. For biogass bør det også stilles bærekraftskrav til produksjonen av råstoff, for å sikre at økt bruk av biogass som følge av et krav, ikke indirekte bidrar til negative miljøvirkninger fra produksjonen av råstoff globalt.

På bakgrunn av dette foreslår Klima- og miljødepartementet at energibærere som brukes til oppfyllelse av kravet til offshorefartøy må oppfylle bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene i fornybardirektivet. Tilsvarende krav til drivstoff som skal benytte lavere utslippsfaktorer enn de fossile drivstoffene er stilt i FuelEU-forordningen, jf. artikkel 10. I tillegg er det krav til at biogass som brukes i kravet skal være laget av råstoff oppgitt i vedlegg IX til fornybardirektivet. Kravet om oppfyllelse av disse kriteriene foreslås slik at energibærere som ikke oppfyller kriteriene skal anses å ha samme utslippsfaktor som den minst gunstige produksjonsprosessen for tilsvarende fossilt brensel, jf. tilsvarende i FuelEU-forordningen artikkel 10. For å dokumentere at kravene er oppfylt skal det brukes frivillige ordninger som er godkjent av EU-kommisjonen. Dette innebærer at hele forsyningskjeden for energibærerne må være sertifisert av en godkjent frivillig ordning.

Klima- og miljødepartementet foreslår at forskriften viser direkte til utslippsreduksjonskriteriene i fornybardirektiv II artikkel 29a for fornybare drivstoff av ikke-biologisk opprinnelse og drivstoff basert på lavkarbon hydrogen og lavkarbon gass, og til bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene i fornybardirektivet artikkel 29 for biogass. Dette skal forstås som en henvisning til fornybardirektiv II, med endringene fra 2023. Det er foreslått en direkte henvisning til kravene i fornybardirektiv II, fordi disse er ikke gjennomført i norsk rett enda. Når fornybardirektiv II gjennomføres i norsk rett, vil referansene måtte oppdateres, slik at forskriften viser til relevant regelverk i norsk rett.

Fornybardirektiv II er foreløpig ikke innlemmet i EØS-avtalen, men regjeringen har i Prop. 137 S (2024-2025) bedt om Stortingets samtykke til dette. Det gjelder likevel kun fornybardirektiv II uten endringene fra 2023. Miljødirektoratet legger til grunn at fornybardirektiv II uten endringene fra 2023 vil være innlemmet i EØS-avtalen, og at bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene vil være gjennomført i norsk rett, før forpliktelsene under det foreslåtte kravet til offshorefartøy begynner å gjelde fra 1. januar 2029. Når bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene gjennomføres i norsk rett, vil det være aktuelt å gjøre tekniske endringer i denne forskriften for å hensynta dette.

Av endringene i fornybardirektiv II fra 2023, er det kun mindre endringer i bærekraftskriteriene for skogsbiomasse som råstoff i biogass som er relevant i denne sammenheng.⁴⁷ Ettersom endringene kun er av mindre karakter, vurderer Miljødirektoratet at det kan stilles krav om oppfyllelse av bærekraftskriteriene i fornybardirektiv II med disse endringene, selv om det per nå ikke er igangsatt en prosess for innlemmelse av disse endringene i EØS-avtalen.

For drivstoff basert på lavkarbon hydrogen og lavkarbon gass, skal metoden angitt i gassmarkedsdirektivet (EU) 2024/1788 brukes. Heller ikke dette direktivet er innlemmet i EØS-

⁴⁷ Utslippsreduksjonskriteriene for RFNBOer er flyttet fra artikkel 25 til artikkel 29a ved endringen av fornybardirektiv II i 2023, men er ikke innholdsmessig endret.

avtalen, men er vurdert som EØS-relevant.⁴⁸ I EU jobbes det også med å lage underliggende rettsakter som skal nærmere angi beregningsmetoden for lavkarbon hydrogen og lavkarbon gass, men disse er enda ikke vedtatt. Miljødirektoratet legger til grunn at direktivet med underliggende rettsakter vil være implementert i norsk rett før forpliktelsene under det foreslåtte kravet til offshorefartøy begynner å gjelde fra 1.januar 2029.

4.9 Rapportering

Overordnet om forslag til krav om rapportering

Klima- og miljødepartementet foreslår at operatøren årlig skal rapportere til Miljødirektoratet om forbruket av ulike energibærere per skip per år. Dette omfatter både energibærere som inngår i oppfyllelsen av kravet, og andre energibærere. Videre foreslås det at operatøren etter hver oppfyllelsesperiode på tre år skal sende en perioderapport til Miljødirektoratet om den oppnådde klimagassintensitet. I rapporten skal det dokumenteres at kravet til klimagassintensitet er oppfylt, og at bærekrafts- og utslippsreduksjonskravene for energibærere som er brukt på skipene er oppfylt, jf. omtale nedenfor. Rapporten skal inkludere en uttalelse fra verifikatør som har gjennomgått den underliggende dokumentasjonen, jf. kravet til verifikasjon omtalt nedenfor. BDN (*Bunker Delivery Note*) og EDN (*Electricity Delivery Note*) skal brukes som utgangspunkt for de rapporterte mengdene drivstoff og strøm.

Klima- og miljødepartementet foreslår at fristen for både årlig rapport og perioderapport settes til 31. mars hvert år. Dette samsvarer med fristen for rapportering etter hhv. klimakvoteforskriften og FuelEU-forordningen.

Krav om verifikasjon

Det foreslås at operatørenes perioderapporter skal verifiseres for å sikre at rapporten har vært underlagt en uavhengig kontroll, som skal gi ekstra sikkerhet på rapporteringen. Dette er i samsvar med tilsvarende krav om at rapporteringen skal verifiseres av en akkreditert aktør i FuelEU-forordningen. I tillegg begrenser det også den administrative byrden for Miljødirektoratet knyttet til kontroll med rapportering. Verifikatøren skal være ekstern og uavhengig av operatøren, se tilsvarende forpliktelse i FuelEU-forordningen artikkel 12.

Ettersom innretningen av kravet i stor grad samsvarer med kravet i FuelEU-forordningen, er det hensiktsmessig å bygge på regimet for verifikasjon under denne forordningen. Det foreslås derfor at rapporteringen på oppfyllelse av kravet skal verifiseres av en verifikatør som er akkreditert i henhold til FuelEU-forordningen artikkel 14. Dette sikrer at verifikatøren blant annet har tilstrekkelig kompetanse til å utføre kontroll av oppfyllelse av kravet. Dersom offshorefartøy inkluderes i forordningen etter 2027, vil operatørene kunne benytte de samme verifikatørene som rederiene for offshorefartøy er pålagt å benytte under FuelEU-forordningen.

Forslaget viser eksplisitt til kravene til verifikatører i artikkel 14 i FuelEU-forordningen og underliggende rettsakter i forskriften. Det legges her til grunn at FuelEU-forordningen innlemmes

⁴⁸ [Direktiv om indre markeder for naturgass og hydrogen - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

i EØS-avtalen og gjennomføres i norsk rett før forpliktelsene under det foreslåtte kravet begynner å gjelde fra 1. januar 2029. Når forordningen, og underliggende rettsakter, gjennomføres i norsk rett, vil det være aktuelt å gjøre tekniske endringer i denne forskriften for å hensynta dette.

Kravene i FuelEU-forordningen artikkel 14 innebærer at verifikatører skal akkrediteres av et nasjonalt akkrediteringsorgan i henhold til forordning (EF) 765/2008. I tillegg er det stilt visse kompetansekrav, for eksempel at verifikatøren skal ha ekspertkompetanse innen skipsfart. Nærmere krav til verifikatører er fastsatt i den underliggende rettsakten forordning (EU) 2025/192. I denne forordningen stilles det ytterligere krav om kompetanse, om prosedyrer og prosesser for verifikasjonsaktivitetene, kvalitetssikringssystem og krav om uavhengighet og upartiskhet.

I FuelEU er det gitt særskilte regler for verifikasjon og verifikasjonsprosessen i artikkel 12 og artikkel 13. Disse gjøres ikke gjeldende her. I stedet fastsettes krav om at verifikasjonen skal verifisere at systemene som brukes er nøyaktige, pålitelige og sikret mot svindel, og at verifikasjonen skal vurdere dataenes pålitelighet.

Dokumentasjon på oppfyllelse av bærekrafts- og utslippsreduksjonskrav

Det foreslås at operatørene skal dokumentere oppfyllelse av bærekrafts- og utslippsreduksjonskrav til energibærerne som inngår i oppfyllelsen av kravet. For fornybare drivstoff av ikke-biologisk opprinnelse, drivstoff basert på lavkarbon hydrogen og lavkarbon gass må det dokumenteres at drivstoffene oppfyller kravene til utslippsreduksjoner i artikkel 29a i fornybardirektivet. For biogass skal det dokumenteres at biogassen oppfyller kravene til bærekraft og klimagassreduksjoner gitt i artikkel 29 i fornybardirektivet, og biogass skal være produsert fra råstoff som er oppgitt i vedlegg IX i fornybardirektivet. For å dokumentere oppfyllelse av kravene, skal det benyttes ett massebalansesystem i henhold til fornybardirektivet artikkel 30 nr 1. Dette innebærer at de aktuelle energibærerne må oppfylle kravene til massebalanse i alle ledd, med unntak av på bunkringssted for biogass som beskrevet i kapittel 4.6.

Det foreslås at dokumentasjonen på at de nevnte energibærerne oppfyller bærekrafts- og utslippsreduksjonskravene i fornybardirektivet, skal gjøres med frivillige ordninger som er godkjent av EU-kommisjonen. Dokumentasjonen fra en frivillig ordning vil også dokumentere at kravene til massebalanse gitt i fornybardirektivet artikkel 30 nr. 1 er oppfylt for energibæreren. Når det gjelder kravet til råstoff for biogass, skal det fremkomme i dokumentasjonen fra frivillige ordninger hvilket råstoff biogassen er produsert av. Dersom frivillige ordninger ikke er dekkende nok for å dokumentere hvilket råstoff biogassen er laget av, er det nødvendig å legge frem mer dokumentasjon på forespørsel.

Kravene til frivillige ordninger er gitt i artikkel 30 i direktiv (EU) 2018/2001. Frivillige ordninger må dekke alle de relevante delene av verdikjeden til energibærerne hvor dette er et krav. Frivillige ordninger skal også brukes til dokumentasjon om at kravene til massebalanse er oppfylt. Under frivillige ordninger godkjent av EU-kommisjonen, er det bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene i fornybardirektiv II, med endringene fra 2023 som kontrolleres. Jf.

omtalen i kapittel 9.5, foreslås det å stille krav i forskriften om at energibærerne må oppfylle bærekrafts- og utslippsreduksjonskriteriene i fornybardirektiv II med endringene fra 2023, selv om fornybardirektiv II foreløpig ikke er innlemmet i EØS-avtalen.

Som nevnt ovenfor, foreslår Klima- og miljødepartementet at operatørene kan samarbeide om å oppfylle kravet i fellesskap. I rapporteringen må hver enkelt operatør oppgi om de samarbeider med andre operatører om oppfyllelse, og det må dokumenteres at kravet er oppfylt samlet for alle operatørene som inngår i samarbeidet.

4.10 Tilsyn og håndheving

Tilsyn

Miljødirektoratet er forurensningsmyndighet for petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen, og fører tilsyn med krav til slik virksomhet fastsatt med hjemmel i forurensningsloven. Miljødirektoratet vil dermed også føre tilsyn med et krav til klimagassintensitet for offshorefartøy som eventuelt fastsettes i forskrift etter forurensningsloven, og som rettes mot operatører for petroleumsvirksomhet.

Tilsyn vil i hovedsak være begrenset til kontroll av innsendte rapporter, med underliggende dokumentasjon. Det foreslås at Miljødirektoratet også kan kreve å få tilgang til annet materiale og opplysninger som er nødvendige for å gjennomføre tilsynsvirksomhet. Dette kan for eksempel være dokumentasjon fra forskjellige deler av verdikjeden til energibærere som inngår i oppfyllelsen av kravet. Det foreslås videre at Miljødirektoratet også skal ha uhindret adgang til innretninger og skip i tilknytning til petroleumsvirksomheten, dersom dette er nødvendig. Det vurderes likevel at dette trolig i liten grad vil være aktuelt.

Den foreslåtte tilsynsbestemmelsen er utformet i samsvar med tilsvarende bestemmelse i forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg (rammeforskriften) § 63, som gjelder for Miljødirektoratets kontroll med krav til petroleumsvirksomhet fastsatt i HMS-forskriftene for petroleumsvirksomheten. Den foreslåtte tilsynsbestemmelsen bygger også på tilsynsbestemmelsen i FuelEU-forordningen, hvor kompetent myndighet har krav på å få fremlagt alle nødvendige opplysninger og dokumenter og å ha uhindret adgang til selskapets lokaler og til skip.

Reaksjonsmidler

Dersom en operatør ikke har oppfylt kravet ved utløpet av en treårsperiode, foreslås det at Miljødirektoratet kan bestemme at operatøren skal oppfylle kravet tilsvarende underoppfyllelsen i neste treårsperiode, i tillegg til forpliktelsen som allerede gjelder for neste periode. Det at kravet ikke er oppfylt ved utløpet av en treårsperiode, innebærer derfor ikke nødvendigvis at operatøren fritas fra forpliktelsene som gjaldt for denne perioden. Formålet med dette er å skape et oppfyllelesspres. Krav om oppgjør av underoppfyllelse i neste periode, kan for øvrig kombineres med overtredelsesgebyr for manglende oppfyllelse.

Klima- og miljødepartementet foreslår at manglende oppfyllelse av forpliktelser i eller i medhold av forskriften kan sanksjoneres med et overtredelsesgebyr. Rammene for overtredelsesgebyr

etter forurensningsloven er gitt i forurensningsforskriften kapittel 41A. Det fremgår av § 41A-4 at overtredelsesgebyr for foretak ikke skal overstige 15 ganger folketrygdens grunnbeløp, og at det ved vurderingen av om overtredelsesgebyr skal ilegges og ved utmålingen blant annet skal tas hensyn til lovbruddets grovhet, om den ansvarlige tidligere har begått lignende lovbrudd og momentene som er nevnt i forvaltningsloven § 46 andre ledd for foretak.

Det fremgår av § 41A-3 at foretak kan ilegges overtredelsesgebyr dersom overtredelsen ble begått av noen som handlet på vegne av foretaket, selv om ingen enkeltperson kan ilegges overtredelsesgebyr for overtredelsen.

4.11 Unntak

Klima- og miljødepartementet foreslår en hjemmel i forskriften for å gi unntak fra forskriftens krav i særlige tilfeller. Dette kan for eksempel være aktuelt dersom oppfyllelse av kravet vil være uforholdsmessig byrdefullt på grunn av forhold utenfor operatørens kontroll. Unntak fra kravet kan også være aktuelt i tilfeller der spesialfartøy det finnes få av i markedet brukes i kortvarige operasjoner for operatør. Operatører som ønsker å få unntak, må søke om dette til Miljødirektoratet. Søknader om unntak vil vurderes konkret i hver enkelt sak.

5 Konsekvenser av forslaget

5.1 Konsekvenser for berørte aktører

5.1.1 Konsekvenser for operatørene

Det foreslåtte kravet vil gi økte investerings- og driftskostnader, særlig grunnet høyere priser for lav- og nullutslippsdrivstoff enn for de fossile drivstoffene. Operatørene må forvente betydelig høyere kontraktspriser eller dagrater for offshorefartøy enn i dagens marked. Rederier som tidlig posisjonerer seg med nullutslippsfartøy, vil samtidig påta seg en vesentlig finansiell risiko, og denne risikoen vil deles med operatørene gjennom økte dagrater. Når kravet trer i kraft, vil mange offshorefartøy være innleid gjennom eksisterende kontrakter. Disse kontraktene må trolig i større eller mindre grad reforhandles som følge av kravet.

Sjøfartsdirektoratet forventer at både FuelEU og IMOs netto null-rammeverk vil omfatte offshorefartøy. Disse reguleringene åpner for muligheten til å selge overskudd fra utslippsreduksjoner, og IMOs rammeverk inkluderer en støtteordning for bruk av godkjente lav- og nullutslippsdrivstoff. Disse mekanismene kan gi rederiene inntekter fra tiltak de innfører som følge av det foreslåtte kravet, noe som igjen kan bidra til å redusere dagratene. Samtidig vet verken operatør eller rederi hvor høye disse mulige inntektene eventuelt vil bli, og det kan være krevende å utarbeide og komme til enighet om treffsikre mekanismer i kontraktene som fordeler dette mellom operatør og rederi. Slike mekanismer kan også være byrdefulle å følge opp i forholdet mellom operatør og rederi.

Forslaget åpner for at operatørene kan samarbeide om å oppfylle kravet. En slik fleksibilitet vil særlig være viktig for mindre operatørselskaper. Små aktører har vanligvis begrensede stordriftsfordeler, mindre inntjening og mindre administrativ kapasitet enn store aktører, og dermed begrensede ressurser til å håndtere ekstra kostnader og nye administrative oppgaver. De har også færre fartøy på faste kontrakter. Kravet vil derfor trolig føre til et behov for tettere samarbeid mellom rederier og operatørene, og mellom operatørene. Det kan likevel være krevende for operatørene å finne en god samarbeidsform og fordele merkostnadene for oppfyllelse av kravene seg imellom, og mellom operatør og rederi.

Det er vanskelig å forutsi hvor mange offshorefartøy som må bygges med ny teknologi for å oppnå kravet. Dette avhenger blant annet av skipsaktiviteten framover, og hvilke drivstoff som blir brukt under kravet. Miljødirektoratet har analysert en mulig innfasing av fartøy og drivstoff for å møte kravet. Her legges det til grunn at LNG-skipene går over til å benytte LBG, og at innfasingen ellers gjøres gjennom skip som bruker RFNBO-metanol og -ammoniakk. Antall fartøy med nye drivstoffteknologier er lavt i starten, blant annet på grunn av dobbelttellingen for RFNBO/lavkarbon hydrogen og mulighet til å bruke biogass på eksisterende LNG-fartøy. Antallet øker betydelig i perioden 2035-2040. Totalt er det behov for i overkant av 50 nullutslippsfartøy innen 2040. Med denne innfasingen er totale investeringer i nye drivstoffteknologier på fartøyene rundt 13 mrd. kroner i perioden frem til 2040. Kostnaden for nybygg i seg selv er ikke med, da ammoniakk- og metanolskipene hovedsakelig er nybygg som uansett er forventet å komme etter

2030. Drivstoffkostnadene over perioden til 2040 er 5,5 mrd. kroner høyere enn i nullalternativet. I nullalternativet inkluderes dagens CO₂-avgift, men ikke kostnader som følge av at hele eller deler av flåten omfattes av IMOs netto null-rammeverk og eventuelt FuelEU, siden dette ikke er vedtatt. Når fartøyene eventuelt omfattes av disse reguleringene, vil kostnadene i nullalternativet være høyere og merkostnadene som følge av det foreslåtte kravet være lavere.

Det er betydelige usikkerheter i denne analysen, blant annet fordi det ikke foreligger data for antallet skip og energibruk som er tilknyttet kontrakter mellom rederi og operatør. Analysen har derfor tatt utgangspunkt i det antallet offshorefartøy av typer som omfattes av kravet og som opererer i Norge, og lagt til grunn aktivitetsnedgangen i nullalternativet. Det kan dermed være at antallet nullutslippsfartøy som behøves for å oppfylle kravet er lavere.

Administrative konsekvenser

Det foreslåtte klimakravet til offshorefartøy gir en økt administrativ byrde for operatørene, ved at de får et nytt krav som må oppfylles og dokumentere oppfyllelse på. Rapporteringsbyrden vil i noen grad skyves over på rederiene, som må rapportere til operatøren om energiforbruk og klimagassintensitet på det enkelte skip så lenge det er på kontrakt med operatøren. Fordi rapporteringen vil generere større datamengder fra rederiene, vil operatørene ha behov for å etablere eller utvide dagens elektroniske rapporteringsdatabase. Behovet for og byrden ved å sette seg inn i drivstoffverdikjeder vil øke, gjennom at operatørene under det foreslåtte kravet skal dokumentere oppfyllelse av bærekrafts- og utslippsreduksjonskrav til energibærerne som inngår i oppfyllelsen. Operatørene må sørge for å oppdatere sine kontrakter slik at rederiene rapporterer alle forhold som operatøren gjennom forskriften må rapportere til Miljødirektoratet.

Operatørenes administrative byrde begrenses ved at det stilles krav om at oppfyllelse av bærekrafts- og utslippsreduksjonskrav for energibærere skal dokumenteres med ordninger godkjent av EU-kommisjonen. Så lenge operatøren dokumenterer at energibæreren er sertifisert gjennom en frivillig ordning, vil det derfor være begrenset hvor mye annen dokumentasjon det er nødvendig å oppgi for oppfyllelse av bærekrafts- og utslippsreduksjonskravene.

Den administrative byrden for operatørene kan også begrenses ved at flere eller alle operatører går sammen om oppfyllelse av kravet. Operatørene kan også samarbeide om rapportering gjennom for eksempel en felles rapport som dokumenterer oppfyllelse av kravet. En lignende løsning finnes i dag knyttet til oppfyllelse av VOC-reguleringen etter forurensningsloven for lasting av råolje til skytteltankere på norsk sokkel, gjennom det såkalte VOC industrisamarbeidet (VOCIC)⁴⁹. Et samarbeid for å håndtere felles oppfyllelse av klimakravet, vil trolig kreve at operatørene har en omforent forståelse av kostnadene ved ulike måter å oppfylle kravet på.

⁴⁹ Utslipp av NMVOC fra lasting av råolje til skytteltankere på norsk sokkel, har siden 2002 blitt regulert gjennom krav i tillatelser etter forurensningsloven. Kravene er i utgangspunktet gjort gjeldende for hvert enkelt lastepunkt, men er formulert likelydende og åpner for at operatørene på sokkelen kan gå sammen om å overholde dem. For å sikre at kravene overholdes, har operatørene etablert det såkalte VOC Industrisamarbeidet (VOCIC). VOCIC finansierer tiltak på skytteltankerne og besørger felles årlig utslippsrapportering til Miljødirektoratet.

Dette vil være krevende særlig i starten, men kan bli enklere etter hvert som markedet for lav- og nullutslippsdrivstoffene utvikles og kostnadene blir mer kjent.

Økte kostnader til verifikasjonstjenester

Som følge av at rapportene fra operatørene må verifiseres av en uavhengig og akkreditert tredjepart, får operatørene økte utgifter til verifikasjonstjenester. Denne utgiften motsvares av en tilsvarende arbeidsbyrde og inntektsøkning for verifikatørene.

5.1.2 Konsekvenser for rederiene

Rederier innenfor offshorenæringen har vært tidlig ute med å gjennomføre energieffektiviserings tiltak og logistikkforbedringer som reduserer drivstofforbruket og dermed klimagassutslippene, slik som landstrøm og batterihybridisering, blant annet støttet gjennom NOx-fondet.⁵⁰ Selv om næringen som helhet har vært villig til å prøve ut nye løsninger, kan det være forskjeller mellom rederienes forutsetninger for å ta i bruk nye drivstoff for å møte det foreslåtte kravet.

Fartøy som kan benytte LNG som drivstoff

Fartøy som i dag kan benytte LNG som drivstoff kan være attraktive å benytte siden de kan benytte flytende biogass (LBG) for å oppfylle kravene. Dette gjelder særlig før det er fasett inn nye fartøy i flåten. Bruk av LBG er for disse skipene det mest kostnadseffektive alternativet for å oppfylle kravet i og med at man kan benytte eksisterende tonnasje uten ombygging. Ettersom kravet tillater massebalansert biogass vil eksisterende infrastruktur for LNG kunne benyttes slik at fysisk biogass ikke må leveres separat.

Investeringer i nye drivstoffteknologier for fartøy

Gjennomsnittsalderen på offshoreflåten er rundt 15 år og flåten er i hovedsak bygget for konvensjonell drift på marine gassoljer. Ombygging av MGO-fartøy til drivstoffteknologier for lav- og nullutslippsdrivstoff er teknisk mulig, men krevende.⁵¹ For eksempel vil en ombygging til ammoniakkdrift kreve tekniske modifikasjoner med bl.a. nye drivstoffs systemer, ombygging av eksisterende motorer, eventuelt installasjon av nye motorer og etablering av nye sikkerhetssystemer og barrierer for å forhindre lekkasjer som kan spre seg til maskinrom og andre nærliggende områder. Det nye drivstoffs systemet vil ta større plass, noe som totalt sett kan bety strukturelle endringer som kan påvirke skipets lastekapasitet og energiforbruk. Ombygde skip kan derfor gi høyere driftskostnader enn nye. Hvor teknisk utfordrende det er å bygge om varierer også mellom skipstyper, der handlingsrommet eksempelvis er større for et forsyningskip enn for skip som er utrustet med mer utstyr, som ankerhåndteringsfartøy.

De mest aktuelle kandidatene for ombygging til ammoniakkdrift er LNG-fartøy, da disse har drivstoffs systemer som kan lettere kan tilpasses til lav- og nullutslippsdrivstoff. For eksempel skal forsyningsfartøyet Viking Energy, som går på LNG, bygges om til ammoniakkdrift og etter planen

⁵⁰ NOx-fondet: [Næringslivsorganisasjonene bak NOx-avtalen](#)

⁵¹ SINTEF (2024). *Alternative fuels for offshore vessels*, rapport for Norges Rederiforbund

settes i drift i 2026. Som diskutert over vil disse skipene være attraktive å leie inn for operatørene i og med at de kan benytte biogass, og at dette har lavere total kostnader enn å bygge om og drifte på ammoniakk.

Også aktivitetsnivået i næringen og skipenes gjenstående levetid påvirker hvor aktuelt ombygging er. Når aktivitetsnivået er høyt, kan tapte inntekter gjøre det kostbart å ta skipene ut av operasjon for å bygge dem om. En del offshorefartøy i norske farvann har kort gjenstående teknisk levetid, og det har vært få nybygg de siste ti årene. Med en aldrende flåte der mange skip ikke har så mange år igjen av teknisk levetid, synker også attraktiviteten ved ombygging. Hvis det skal bygges skip for drift på nullutslippsdrivstoff som for eksempel ammoniakk, vil det i utgangspunktet være mer hensiktsmessig å bygge nye skip slik at bl.a. drivstoffsystemet og sikkerhetsbarrierene kan tilpasses allerede i designfasen.

Etter oljeprisfallet i 2014 ble det en betydelig overkapasitet i offshoresegmentet som resulterte i betydelig prisfall for offshorefartøy, konsolidering av flere norske offshorerederier og en økt opphugging av offshorefartøy for å få balanse i markedet igjen. I dag synes det som markedet fungerer godt, men nybyggingsaktiviteten er fremdeles lav i dette segmentet og behovet for nybygg er lite frem mot 2030.

Med den foreslåtte innfasingen vil kravet trolig kunne oppfylles stort sett gjennom innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff på nybygg som uansett er forventet å erstatte eldre fartøy etter 2030 og særlig mot 2040. Kostnadene for å bygge skip har imidlertid økt betydelig de siste årene, og dette kan gjøre at rederiene utsetter fornying av flåten og strekker levetiden utover de forventede 25 år. Rederiene må dermed gjøre kostnadmessige avveininger mellom bygging av nye skip og forlenging av levetid gjennom ombygging for å bidra til oppfyllelse av kravet.

Muligheten til å få investeringsstøtte vil også påvirke rederienes kostnadsvurderinger. Enova støtter skip med ammoniakk- og hydrogenteknologi siden dette er umodne nullutslippsløsninger, i motsetning til metanoldrift som er en moden løsning. Hvordan rederiet vurderer investering i ammoniakkskip mot investering i metanolskip vil avhenge av nivået på investeringsstøtten, og det kan være at lavere risiko gjør at rederier velger å heller investere i metanolskip. Dette gjelder særlig for andre og større fartøystyper enn forsyningsfartøy der innføring av ammoniakkteknologi kan være designmessig mer krevende.

Behov for opplæring og kompetansebygging

Bruk av alternative drivstoff, hvor noen har betydelige sikkerhetsutfordringer, krever ny og omfattende kompetanse blant mannskap og teknisk personell. Som beskrevet i kapittel 1.4.2, har IMO utviklet retningslinjer for sikkerhet for skip som bruker ammoniakk som drivstoff. Retningslinjene inneholder også et kapittel om opplæring, men det er kun funksjonelle krav hvor ansvaret for opplæringen er lagt på rederiet. I tillegg til kravene om opplæring i retningslinjene er det opplæringskrav i STCW-konvensjonen og STCW-koden om håndtering av gassdrivstoff. I og med at rederiene ikke har erfaring med bruk av andre alternative drivstoff enn LNG vil det være en usikkerhet knyttet til driftssikkerheten og sikkerheten generelt, spesielt ved bruk av

ammoniakk som er både giftig og korrosiv og hvor man ved eventuelle lekkasjer kjenner lukten av gassen lenge før den oppnår giftige konsentrasjoner.

Bruk av alternative drivstoff i offshoresektoren stiller høye krav til sikkerhet og kompetanse. Egenskapene til drivstoffene (jfr. kap. 1.4.2) øker sikkerhetsrisikoen ved både bunkring, lagring og bruk om bord, noe som krever strenge prosedyrer og omfattende sikkerhetstiltak for å beskytte både mannskap og miljø. For offshorefartøy er behovet for et høyt sikkerhetsnivå særlig kritisk. Fordi disse fartøyene ofte er mindre enn tradisjonelle lasteskip, er det begrenset plass om bord til sikker lagring og håndtering av alternative drivstoff. Dette gjør det mer utfordrende å installere nødvendige sikkerhetstiltak og kan øke risikoen for lekkasjer eller ulykker. I en nødsituasjon kan en lekkasje raskt utgjøre en alvorlig fare for mannskapets helse og sikkerhet, og for å sikre trygg drift av offshorefartøy som benytter for eksempel ammoniakk og metanol er det avgjørende med spesialisert opplæring av mannskapet. Dette inkluderer grundig trening i sikker bunkring, håndtering av drivstoffsystemer, beredskapsprosedyrer, nødtiltak og bruk av personlig verneutstyr. Det vil være nødvendig å etablere omfattende opplæringsprogrammer og sertifiseringsordninger, noe som krever tid og betydelige investeringer fra både rederier og myndigheter. Før kravet trer i kraft vil det eksempelvis være ammoniakkskip som settes i drift innen flere skipssegmenter. Dette og den stegvise innfasingen av kravet legger til rette for at det er tid til slik læring og kompetansebygging.

Markedsmessig risiko

Fordi kostnadene ved å bygge og drifte nullutslippsskipene er betydelig høyere enn tilsvarende konvensjonelle skip, må dagratene for disse skipene være tilsvarende høyere. Når kontraktperioden mellom rederi og operatør utløper og et skip ikke får fornyet kontrakt på norsk sokkel vil skipet måtte søke oppdrag i andre markeder. Høyere dagrater kan være en ulempe når man opererer i markeder som ikke er villig til å betale ekstra for lavere utslipp eller der lav- og nullutslippsdrivstoff ikke er tilgjengelig. Dette vil kunne utgjøre en ekstra risiko for rederier som bygger offshorefartøy som kan benytte lav- og nullutslippsdrivstoff, og spesielt om dette skulle være skip som er på kortere kontrakter med operatørene. Samtidig kan rederier som er tidlig ute med å investere i nye skip som benytter lav- og nullutslippsdrivstoff også stå sterkere i konkurransen om kontrakter, noe som kan gi muligheter for markedstilgang og være et konkurransefortrinn for rederiet. Dette vil avhenge av hvordan opptaket av andre lav- og nullutslippsdrivstoff enn flytende biodrivstoff blir internasjonalt som følge av de internasjonale klimareguleringene.

Både FuelEU og IMOs netto null-rammeverk kan gi muligheter for rederier som er tidlig ute med å ta i bruk nullutslippsteknologi, men gitt usikkerheten i prisene på alternative drivstoff og IMOs støtteordning for kvalifiserte lav og nullutslippsdrivstoff er det vanskelig å se hvordan dette slår ut.

Rapportering

Rederiene er ikke direkte pålagt plikter i forskriften, men får likevel en administrativ byrde ved at de må rapportere til operatøren om energiforbruk og utslippsintensitet på det enkelte skip. Denne byrden begrenses likevel til en viss grad ved at det foreslåtte kravet i stor grad bygger på

FuelEU-forordningen, og at offshoreskip med bruttotonnasje på mer enn 400 er omfattet av MRV-forordningen. Et krav om klimagassintensitet forutsettes dermed å være kjent for rederiene, fordi de etter hvert vil bli pålagt å rapportere på energiforbruk og utslippsintensitet etter EUs og IMOs regelverk (forutsatt at offshorefartøy inkluderes i FuelEU-forordningen).

5.1.3 Konsekvenser for verifikatørene

Behovet for akkrediterte verifikasjonstjenester i henhold til FuelEU-forordningen artikkel 14 kan øke som følge av krav om verifikasjon av perioderapport fra operatørene. Dette fører til en økt arbeidsbyrde og inntekt for verifikatørene. Denne bekostes av operatørene. Det er usikkert om verifikatørene vil være basert i Norge eller utlandet.

5.2 Konsekvenser for samfunnet

5.2.1 Nyttvirkninger

Utslippsreduksjoner

Estimerte årlige utslippsreduksjoner i Norge fra det foreslåtte kravet er 73 000 tonn i 2030, 118 000 tonn i 2035 og 297 000 tonn CO₂-ekv. i 2040. Den samlede utslippsreduksjonen til 2040 er beregnet til ca. 1,6 millioner tonn CO₂-ekv.

Gjennom Finansdepartementets karbonprisbane for bruk i samfunnsøkonomiske analyser⁵², er utslippsreduksjonene til 2040 samlet prissatt til 2 milliarder kroner, forutsatt at 50 prosent av utslippsreduksjonene skjer i kvotepliktig sektor og resterende i ikke-kvotepliktig sektor.⁵³ Diskonteringsrenten er satt til 4 prosent. En sensitivitetsvurdering ved bruk av lav og høy bane, gir prissatte utslippsvirkninger på henholdsvis 0,9 og 4,7 milliarder kroner.

Kravet vil hovedsakelig redusere innenriks utslipp, men kan også redusere noe utslipp fra internasjonale reiser til og fra norsk sektor når skipene er knyttet av operatørens drift av norske innretninger. Omfanget vil trolig være lite ettersom det aller meste av trafikken er innenriks. I utslippsreduksjonsestimatet legger Miljødirektoratet til grunn at tiltak blir gjennomført på skip som stort sett opererer konsekvent i Norge. Reduksjonspotensialet er usikkert, blant annet siden det ikke foreligger aktivitets- og utslippsdata spesifikt for skipene når de utfører aktivitet for operatør. At kravet stilles til operatøren, innebærer at kravet også omfatter fartøy som seiler fra havner eller innretninger utenfor norsk sokkel for å brukes i forbindelse med petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Dette gjør at risikoen for at fartøy opererer mer mellom norsk sokkel og utlandet (karbonlekkasje) som følge av kravet er svært lav.

Globale effekter

Offshorefartøy er ikke omfattet av FuelEU. En eventuell utvidelse av FuelEU til offshorefartøy i framtiden, vil i første omgang trolig bare omfatte skip over 5000 bruttotonn (dagens virkeområde

⁵² [Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2025](#)

⁵³ Det er estimert at 56 % av utslippene fra offshorefartøy i 2023 er fra fartøy som i 2027 blir kvotepliktige

for FuelEU), noe som tilsvarer omtrent halvparten av utslippet fra offshorefartøyene. Forslag til regelendringer av FuelEU, herunder utvidelse av FuelEU til flere skipstyper, kan komme som en del av rapporter som EU-kommisjonen skal legge frem innen 31. desember 2027, og deretter hvert femte år.

Om skipene tas inn i FuelEU, kan de selge samsvarsoverskudd med andre skip om er omfattet av FuelEU. Da kan andre skip velge å kjøpe samsvarsoverskudd fra offshoreskipene heller enn å redusere sine egne utslipp. Samlet sett oppfyller skipene kravet om klimagassreduksjon i FuelEU, bare ved at mer av reduksjonene tas i Norge som følge av offshorekravet. Det kan da argumenteres for at kravet ikke påvirker globale utslipp.

Kravet vil likevel ha global klimaeffekt selv om skipene eventuelt blir tatt inn under FuelEU. Resonnementet om at et klimakrav til offshorefartøy ikke har global effekt på grunn av muligheten for samlet oppfyllelse i FuelEU fordrer at biodrivstoff og nullutslippsdrivstoff har samme klimaeffekt. Det har de ikke. Biodrivstoff, og særlig konvensjonelt biodrivstoff som tillates i FuelEU, har bærekraftsutfordringer og kan føre til tap av naturmangfold og gi økte globale klimagassutslipp. Biodrivstoff kan også brukes i eksisterende motorer og bidrar derfor ikke til utvikling av nullutslippsteknologi som er nødvendig for omstilling. At biodrivstoff ikke er likestilt med andre drivstoff, spesifikt RFNBO-drivstoff, illustreres av dobbelttelling av RFNBO i FuelEU. EU-kommisjonen begrunner dobbelttellingen med at det er behov for å stimulere til tidlig markedsutvikling og bruk av *the most sustainable and innovative fuel technologies with growth potential to meet future needs* [...] (tekst fra FuelEU-forordningen).

FuelEU vil trolig i mange år framover ikke redusere utslipp fra skip som fyller drivstoff i Norge. Det skyldes at Norge allerede har et omsetningskrav for biodrivstoff i sjøfart. Dagens nivå på 6 % er såpass høyt at skipene trolig vil overoppfylle FuelEU-kravene til 2030, og ved opptrapping til 18 % som varslet i Klimastatus- og plan vil de kunne overoppfylle FuelEU-kravene til 2039. Potensialet for oppskalering av produksjon av biodrivstoff er mye mindre enn for andre fornybare drivstoff, siden tilgangen på biomasse med gode bærekraftsegenskaper er svært begrenset. Ved økt bruk av andre fornybare eller lavkarbon drivstoff gjennom et klimakrav til offshorefartøy, kan mengden biodrivstoff brukt for å oppfylle FuelEU reduseres, og dermed også redusere globale utslipp fra biodrivstoff, samtidig som det bidrar til utvikling av nullutslippsteknologi som er helt nødvendig for at sjøfarten skal nå målet om netto null-utslipp i 2050.

Omstillings- og læringseffekter

Kravet vil øke etterspørselen etter lav- og nullutslippsdrivstoff, særlig RFNBOer (drivstoff basert på grønt hydrogen). Dette vil legge til rette for omstilling og framtidige utslippsreduksjoner også i andre segmenter i skipsfarten. Selv om aktiviteten til offshorefartøy tilknyttet petroleumproduksjonen på sokkelen går ned de kommende tiårene, vil det trolig ifølge Sokkeldirektoratets prognoser fortsatt være aktivitet i 2050. Det vil derfor være stort behov for nullutslippsløsninger både i offshorefartøy og i skipsfarten ellers i omstillingen til lavutslippssamfunnet.

En spørreundersøkelse gjengitt i Norges Rederiforbunds konjunkturrapport for 2025 oppgir manglende infrastruktur på land som den største barrieren for bruk av alternativt drivstoff, fulgt av høy drivstoffpris og høy investeringskostnad. Porteføljen av mulige prosjekter for drivstoffproduksjon i Norge er økende. DNV-rapporten *Barometer for grønn omstilling i skipsfarten 2025* gir en oversikt over prosjekter i Norge innen produksjon av fornybar eller lavkarbon hydrogen, ammoniakk og metanol. Oversikten omfatter prosjekter som enten er i drift i dag eller har tatt investeringsbeslutning, samt de som er i konseptutviklingsfasen med størst sannsynlighet for mulig oppstart innen 2028. I oversikten er det 27 hydrogenprosjekter, 9 ammoniakkprosjekter og 3 metanolprosjekter, hvorav 2 er e-metanol og ett er biometanol. Ifølge oversikten startet to prosjekter i 2023 og tre i 2024; dette er prosjekter med produksjon av mindre mengder hydrogen (37 GWh) og ammoniakk (107 GWh når anlegget etter hvert driftes ved full kapasitet). Ytterligere fire hydrogenanlegg (totalt 205 GWh) og to ammoniakkanlegg (totalt 672 GWh) har tatt investeringsbeslutning. I tillegg har Enova utdelt støtte til 11 prosjekt som skal produsere biogass i 2024.

Total energimengde for alle prosjektene i oversikten er rundt 9200 GWh hydrogen, rundt 9500 GWh ammoniakk og rundt 1500 GWh metanol. Det aller meste av volumet er altså knyttet til prosjekter der det ikke foreligger investeringsbeslutning. I tillegg er det omtrent 60 biogassanlegg i Norge i drift i dag, disse produserer til sammen 740 GWh biogass.⁵⁴ 26 prosent ble oppgradert til flytende biogass (LBG). Ny årlig biogassproduksjon fra anlegg fikk støtte fra Enova i løpet av 2024 vil være på nesten 1100 GWh⁵⁵ om alle anleggene realiseres, noe som innebærer mer enn en dobling av produksjonen fra i dag.

Økt etterspørsel etter drivstoffene gjennom det foreslåtte kravet vil gjøre det mer aktuelt for aktørene å beslutte investering i anlegg for produksjon og bunkring av drivstoffene, og gir større mulighet for at flere av de mange planlagte prosjektene realiseres. Samtidig er drivstoffvolumene i mulige produksjonsprosjekter mye høyere enn den drivstoffmengden som er nødvendig for å oppfylle det foreslåtte kravet. De mange mulige prosjektene er på ulike modningsnivå. Trolig vil ikke alle realiseres, men kravet kan være utløsende for de mest modne prosjektene. For å utløse investeringer i produksjons- og bunkringsanlegg, vil kravet også virke sammen med andre virkemidler, slik som støtte fra Enova eller EUs innovasjonsfond og de internasjonale kravene. De internasjonale kravene kan imidlertid oppfylles gjennom bruk av flytende biodrivstoff, og garanterer slik ikke utbygging av verdikjeder for nullutslippsdrivstoff.

Etter at utbyggingen av infrastruktur er kommet i gang, vil læringseffekter gjøre det mindre krevende å utvikle infrastrukturen videre, noe som reduserer kostnadene og øker sannsynligheten for suksess i senere prosjekter. Manglende tilgjengelighet og infrastruktur for nullutslippsdrivstoff er en barriere mot omstilling som gjelder også andre skipssegmenter. Økt tilgjengelighet av nullutslippsdrivstoff langs kysten som følge av at offshorefartøy tar disse i bruk, vil redusere denne barrieren og akselerere omstillingen også for skipsfarten ellers.

Kravet vil akselerere utviklingen av nullutslippsteknologier for skip. Med innfasing av nullutslippsfartøy i offshore-næringen utover 2030-tallet til et femtitalles fartøy innen 2040, vil

⁵⁴ Biogass Norge (2024) [Bransjens biogasstatistikk](#)

⁵⁵ [Historisk høy investeringsvilje til ny biogassproduksjon | Enova](#)

dette utgjøre mesteparten av fartøyene som opererer fast i Norge. Skulle aktiviteten ikke gå ned som forutsatt i nullalternativet, vil antallet fartøy med nullutslippsteknologier for å oppfylle kravet være høyere. For å ta i bruk nye drivstoff og ny teknologi er det nødvendig å etablere nye rutiner for blant annet sikkerhet, drift, oppbevaring, bunkring og vedlikehold. Etter hvert som rutinene etableres i de første prosjektene, blir det mindre krevende for neste prosjekt å ta i bruk de nye teknologiene. Gjennom kompetanseheving og kunnskapsspredning i næringen kan kravet bidra til å redusere barrierene ved å ta teknologiene i bruk.

5.2.2 Kostnader for samfunnet

Den samfunnsøkonomiske tiltakskostnaden ved kravet med den gitte innfasingen er beregnet til ca. 3300 kr/tonn CO₂e. I estimatet er ikke nytteeffekter eller ulemper kvantifisert, og kun investerings- og energikostnader er prissatt. Tiltakskostnaden er beregnet som nåverdien av merkostnadene delt på totale utslippsreduksjoner over tiltaksperioden. I nåverdien er kostnadsstrømmene ut levetiden for tiltaket diskontert til analyseåret 2025 med 4 % rente. Denne tiltakskostnaden kan dermed ikke sammenlignet med bedriftsøkonomisk merkostnad, som er estimert til over 5000 kr/tonn CO₂-ekv. per i dag. Den beregnede tiltakskostnaden er samlet tiltakskostnad for en innfasing av ulike fartøy som driftes med biogass, RFNBO-ammoniakk og RFNBO-metanol for å møte kravet. Innenfor dette er det kostnadsvariasjoner. De mest kostnadseffektive løsningene er overgang til biogass for eksisterende LNG-skip, samt økt bruk av landstrøm, men dette rekker kun til å oppnå 10 % eller lavere redusert klimagassintensitet. På grunn av at innfasing av fartøy med lav- og nullutslippsdrivstoff med relativt høye tiltakskostnader er nødvendig for å oppnå også relativt lave reduksjonsnivåer, vil det ikke være noen "lave" marginalkostnader ved krav høyere enn rundt 10 %. Videre er antatte drivstoffpriser for lavkarbon ammoniakk ("blå") lavere enn for RFNBO-ammoniakk ("grønn"), slik at marginalkostnaden for å oppfylle krav med fartøy på grønn ammoniakk er høyere enn med blå ammoniakk. Samtidig eksisterer flere planlagte produksjonsprosjekter innen grønn ammoniakk enn blå ammoniakk, noe som kanskje gir større sannsynlighet for tilgjengelighet av førstnevnte. Hvor konkurransedyktig andre drivstoff som hydrogen og metanol vil være mot grønn eller blå ammoniakk, vil også avhenge av framtidig tilgjengelighet og ikke kun marginalkostnaden.

Kravet vil øke kraftbehovet i Norge dersom det oppfylles med RFNBO-drivstoff som produseres i Norge. En innfasing av i overkant av 50 fartøy som bruker RFNBO-drivstoff innen 2040 vil gi et estimert kraftbehov på rundt 1,8 TWh i 2040 til produksjon av drivstoffene. Til sammenligning var den samlede norske strømproduksjonen i 2023 på 154 TWh, der strømforbruket til husholdninger i Norge utgjorde 38,1 TWh i 2023 ifølge SSB. Miljødirektoratet har ikke vurdert konsekvenser av en eventuell økt kraftproduksjon eller utbygging av nett. Dette forutsettes fortløpende utredet i de konkrete utbyggingene.

5.3 Konsekvenser for det offentlige

5.3.1 Konsekvenser for Miljødirektoratet

Et krav til offshorefartøy vil gi Miljødirektoratet merarbeid knyttet til tilsyn med og håndheving av regelverket. Merarbeidet vil i hovedsak innebære å behandle årsrapporter, og særlig å vurdere

om operatørene har oppfylt kravet etter hver oppfyllellesperiode. Miljødirektoratet må også gjennomføre tilsyn og følge opp i etterkant, i tillegg til jobb med å veilede aktørene som er omfattet av kravet. For å finansiere det ekstra ressursene Miljødirektoratet trenger for å følge opp dette kravet, er det aktuelt å vurdere et saksbehandlingsgebyr. Dette gebyret må vurderes nærmere når det blir klart hvor mye ressurser som kreves for å følge opp kravet.

Byrden ved tilsyn og håndheving kan begrenses noe ved at en oppfyllellesperiode foreslås til tre år, og ikke ett år. Krav om tredjepartsverifikasjon av oppfyllelse av kravet og datagrunnlaget i årsrapportene fra operatørene kan også redusere byrden for Miljødirektoratet, fordi direktoratet ikke i samme grad selv behøver å kvalitetssikre informasjonen i rapportene. Det samme gjelder kravet om at oppfyllelse av bærekrafts- og utslippsreduksjonskrav skal dokumenteres med ordninger godkjent av EU-kommisjonen.

5.3.2 Konsekvenser for Sjøfartsdirektoratet

Som beskrevet i kapittel 1.4.2 vil det ved bygging og sertifisering av skip hvor det ikke foreligger et juridisk bindende regelverk kreve en alternativ godkjenningssprosess. En slik alternativ godkjenningssprosess vil være mer tidkrevende og kreve mer ressurser av Sjøfartsdirektoratet enn sertifisering av konvensjonelle skip. Dette vil hovedsakelig være gjeldende i en overgangsfase hvor skip med ny teknologi bygges inntil man har fått gjort seg en del erfaringer.

5.3.3 Provenyvirkninger for staten

Staten vil bære 80-90% av kostnadene gjennom lavere skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten samt lavere inntekter fra SDØE.

6 Prinsipielle spørsmål og forutsetninger for vellykket gjennomføring

Forslaget reiser ingen prinsipielle spørsmål.

En vellykket gjennomføring forutsetter at sikkerheten for mannskap og fartøy ivaretas når det tas i bruk lav- og nullutslippsdrivstoff. Dette krever at regelverk for bygging av fartøy og at retningslinjer for bruk av drivstoffene om bord modnes og gjøres rettslig bindende. Dette arbeidet skjer særlig gjennom IMO-prosesser som vil foregå før 2030. Samtidig vil den faktiske utprøvingen og erfaringsbyggingen måtte skje i næringen selv, i samarbeid med regelverksmyndigheter og klasseselskap.

I tillegg må alle aktørene forberede seg på at kravet gjelder. Dette gjelder særlig operatørene og rederiene, men også drivstoff- og teknologileverandører. At nivåene på redusert klimagassintensitet innføres stegvis fra 2029 og at kravet skal oppfylles for perioder på tre år, gir økt handlingsrom og forutsetninger for en gradvis tilpasning. Et samarbeid mellom operatørene vil lette arbeidet med å oppfylle kravet betydelig. I perioden fram til kravet gjelder vil det være behov for å etablere praksis for dette.

Offentlige myndigheter må føre tilsyn med og håndheve regelverket når det trer i kraft, og veilede og legge til rette for at det skal være minst mulig krevende for aktørene å etterkomme regelverket, blant annet gjennom bruk av etablerte elektroniske rapporteringsløsninger så langt mulig. Oppfølgingen krever at det settes av tilstrekkelige ressurser både til det konkrete arbeidet og til kompetanseutvikling hos de ansatte. Myndighetene bør følge utviklingen i næringen tett i årene fremover for å legge til rette for at kravet kan oppnås i praksis.