

FRAMTIDENS ENERGINÆRING PÅ NORSK SOKKEL

KLIMASTRATEGI MOT 2030 OG 2050

STATUSRAPPORT

2024

KONKRAFT

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

KonKraft skal være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren, og arbeide for å opprettholde norsk sokkels konkurranseevne slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde for norsk og internasjonal olje- og gassindustri, inkludert leverandørbedrifter og maritim næring.

Rådet er KonKrafts øverste organ. I tillegg har KonKraft et arbeidsutvalg og et sekretariat som ivaretar løpende aktiviteter og daglig drift.





HVORFOR STATUSRAPPORT?

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

For å sikre tilstrekkelig oppfølging av klimastrategien utarbeider KonKraft årlig en statusrapport som viser progresjon mot målene gjennom en analyse av mulighetsrommet på tvers av operatørselskapene basert på planlagte og potensielle utslipps-reducerende tiltak og innovative prosjekter for nye verdikjeder. Denne rapporten er den fjerde statusrapporten siden klimastrategien ble lansert i 2020. De årlige oppdateringene gir ny innsikt om mulighetsrommet, utviklingen i bransjen og innspill til ytterligere forbedringer i petroleumsindustriens klimaarbeid innenfor rammene av KonKraft-samarbeidet.

INNHold

	SAMMENDRAG	9
1	BAKGRUNN	19
1.1	Norsk sokkel – en pålitelig energileverandør med blikket rettet mot lavutslippssamfunnet	19
1.2	KonKrafts klimastrategi – 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 og nær null i 2050	21
2	STATUS OG PROGRESJON I 2024 FOR UTSLIPPSREDUKSJONER	23
2.1	Reduserte utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel frem mot 2030	23
2.1.1	Prosjektporteføljen som skal bidra til oppnåelse av 2030-målet har lik modenhetsprofil som i fjor	
2.1.2	Kraft fra land er tiltaket med størst reduksjonspotensial i 2030 mens havvindprosjekter skyves på eller faller fra porteføljen	
2.1.3	Kunstig intelligens og digitaliseringsverktøy gir flere muligheter	
2.1.4	Optimal utnyttelse av kraft fra havvind	
2.2	Langsiktig utslippsprognose for petroleumsvirksomheten mot 2050	31
2.2.1	En langsiktig utslippsprognose for norsk sokkel er viktig for å vise kurs mot nær null i 2050	
2.2.2	Langsiktig utslippsprognose - En fortsatt videre satsning på klimatiltak kan gi nær null utslipp i 2050	
2.3	Elektrifisering og kraftbehov	34
2.3.1	Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel	
2.3.2	Fortsatt tilgang på kraft fra land er viktig for å gjennomføre kostnadseffektiv klimaomstilling	
2.4	Et forpliktende energipartnerskap kan bedre kraftbalansen og bidra til utslippskutt på sokkelen	40
3	REDUSERTE UTSLIPP FRA MARITIME OPERASJONER	43
3.1	Målsetting for utslipp fra maritime operasjoner	44
3.2	Metoden er videre forbedret i årets rapport	44
3.3	Utslippene faller på tross av høyt aktivitetsnivå	45
3.4	Dypdykk – utslipp og aktivitet fra offshorefartøy	47
3.4.1	Stabile utslipp fra offshorefartøy- fallende utslipp fra forsyningsfartøy oppveid	
3.4.2	Utslippsintensiteten fra offshorefartøyene fortsetter å falle	
3.4.3	Økt bruk av landstrøm gir viktige bidrag til utslippskutt for offshorefartøyene	
3.4.4	Norsk sokkel ledende innen hybridfartøy med batterier, men trolig rom for økt utnyttelse	
3.4.5	Fortsatt energieffektiviseringspotensial for offshoreflåten på norsk sokkel	
3.4.6	Alternative drivstoff	
3.4.7	Utslippsreduserende tiltak for offshore maritim virksomhet	
3.5	Fremtidige tiltak og virkemidler for utslippskutt i offshore maritim sektor	60
3.5.1	Lav- og nullutslippskrav for offshorefartøy	
3.5.2	EU innfører en rekke klimaregelverk for maritim sektor – EU ETS, MRV og FuelEU Maritime	
3.5.3	Behov for forsterkede virkemidler for å oppskalere grønn omstilling	
3.6	Ny prognose styrker arbeidet med å konkretisere mål for maritime utslippskutt	62
3.6.1	En basisprognose for offshore maritime utslipp	
3.6.2	Nybrottsarbeid som må løse flere metodiske utfordringer	
3.6.3	Foreløpig basisprognose for offshore maritime utslipp	

4	NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL	65
4.1	Klimastrategiens målsetninger	65
4.2	Havvind	67
4.2.1	Overordnet utvikling det siste året	
4.2.2	Sørlige Nordsjø II har en vinner – Ventyr	
4.2.3	Utsettelse for Utsira Nord	
4.2.4	GoliatVind får støtte fra Enova	
4.2.5	Samarbeidsforum for havvind	
4.2.6	Barrierer og behov	
4.3	Hydrogen	71
4.3.1	KonKraft øker ambisjonene for blått hydrogen	
4.3.2	Rask utvikling av hydrogensektoren i Norge og Europa - nye samarbeidsavtaler, mål og viktig lovgivning etablert	
4.3.3	Produksjonsprognose for blått hydrogen	
4.3.4	Mulighetsstudie fra Gassco viser at en tysk-norsk hydrogenverdikjede er gjennomførbar	
4.4	CO₂-fangst og -lagring	76
4.4.1	Norge med nye utlysninger og avtalerfor å utvikle norsk verdikjede for CO ₂ -håndtering	
4.4.2	Stadig større fokus på CCS som et verktøy for å nå EUs klimamål	
4.4.3	Prognose for injeksjonskapasitet på sokkelen	
4.4.4	Northern Lights klar for å lagre CO ₂	
4.4.5	Gassco og Dena-studien om storskala transport av CO ₂	
4.4.6	«CO ₂ highway Europe» -Storskala CO ₂ -infrastruktur med fangst i Europa til lager i Norge	
4.4.7	CO ₂ -terminal Gismarvik	
4.4.8	Enova med økt satsing mot punktutslipp og tildeling til banebrytende prosjekter innen karbonfangst	
4.4.9	Barrierer og behov	
4.5	Havbunnsmineraler	85
5	EUS KLIMA- OG ENERGIPOLITIKK AVGJØRENDE FOR UTVIKLINGEN PÅ NORSK SOKKEL	87
5.1.1	EUs energi- og klimapolitikk er avgjørende for utviklingen på norsk sokkel - mange viktige vedtak er tatt og ventes fremover	
5.1.2	Oversiktskart over EUs energi- og klimapolitikk med betydning for KonKraft	
5.1.3	Noen viktige utviklingstrekk for norsk sokkel	
5.1.4	Norsk klima- og energipolitikk for offshorebransjen og sammenheng med EUs ambisjoner	
6	VEDLEGG	96
6.1	Metodebeskrivelse for maritim basisprognose mot 2035 per segment	97

50 %

Store og umodne
klimatiltak må
realiseres for å nå
målet om 50 prosent
utslippsreduksjon i
2030



SAMMENDRAG

Olje- og gassindustrien representerer Norges største næring, og kompetansen og teknologikraften i næringen er helt avgjørende for å nå Norges klimamål.

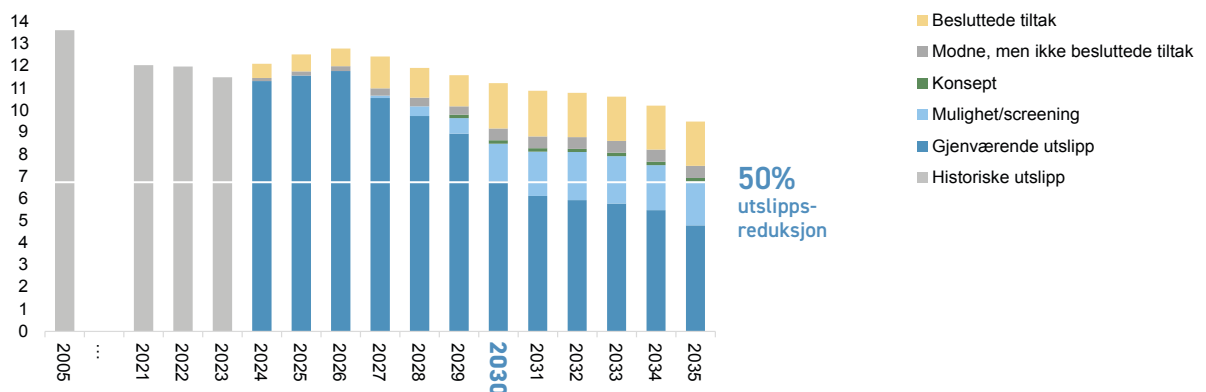
Norsk olje- og gassindustri bidrar til å styrke energisikkerheten i Europa etter Russlands invasjon av Ukraina, og aktørene innen norsk olje- og gassindustri er helt sentrale i etableringen av nye og fremtidsrettede verdikjeder innenfor havvind, hydrogen, og karbonfangst og -lagring. I 2023 fortsatte det høye produksjonsnivået av norsk olje og gass med 233,2 millioner Sm³ o.e.

Produksjonen er på samme nivå som i 2022 da Norge økte produksjonen for å sikre energiforsyningen i resten av Europa.

Norsk offshoreindustri leverer allerede produkter og tjenester innenfor nye lavutslippsverdikjeder og er kun i startfasen av det som kan bli et nytt industrieventyr på sokkelen. Prosjekter som Hywind Tampen, som kom i full drift i løpet av 2023 og Northern Lights, som er klar til å ta imot CO₂ i 2024, er eksempler på gjennomføringskraften på nye banebrytende næringsområder. Prosjektene innenfor nye næringer er avgjørende for å sikre arbeidsplasser og konkurranseevnen til norsk sokkel på lang sikt.

01 OPPDATERT MULIGHETSROM VÅREN 2024 Utslipp i Mt CO₂e/år

Kilde: KonKraft



Figur: Oppdatert mulighetsrom per våren 2024 med framskrivninger for utslipp og estimert effekt av større besluttete klimatiltak og tiltak under vurdering. Framskrivningene inkluderer også planlagte nye feltutbygginger, noe som gjør at den totale effekten av utslippsreducerende tiltak i de ulike modenhetsnivåer varierer over tid.

Målet om 50 prosent utslippsreduksjon i 2030 er knapt innenfor rekkevidde

For å sikre god oppfølging av klimastrategien utarbeider KonKraft årlig en statusrapport som viser progresjon mot målet om 50 prosent utslippsreduksjon i 2030 sammenlignet med 2005. I 2005 var utslippene fra aktivitet på norsk sokkel på 13,6 Mt CO₂e og en halvering krever at utslippene reduseres til under 6,8 Mt CO₂e i 2030. Statusrapporten analyserer mulighetsrommet på tvers av operatørselskapene, basert på forventet aktivitet og mulige utslippsreduserende tiltak av forskjellig modenhet. Utviklingen i utslipp og effekten av mulige utslippsreduserende tiltak med ulike grader av modenhet mot 2035 kan ses i Figur 1.

Mulighetsrommet våren 2024 viser at norsk olje- og gassindustri fortsatt kan kutte utslippene med 50 prosent i 2030, men at det er blitt enda mer krevende. En sammenstilling av operatørselskapenes forventede utslipp mot 2035 inkludert planlagte og potensielle klimatiltak viser et samlet potensial for utslippsreduksjoner i 2030 på 4,4 Mt CO₂e. En realisering av hele potensialet i porteføljen av klimatiltak vil gi restutslipp på 6,8 Mt CO₂e som tilsvarer målet om 50 prosent reduksjon. Det er dermed nødvendig at alle innrapporterte tiltak gjennomføres for å nå klimamålet.

Elektrifisering med kraft fra land er bransjens viktigste klimatiltak

Kraft fra land er fremdeles tiltaket med størst potensial med et samlet reduksjonspotensial på nesten 3,5 Mt CO₂e. Omtrent halvparten av potensialet fra elektrifisering består av allerede *besluttede tiltak*, mens en betydelig andel, på rundt 1,4 Mt CO₂e, fortsatt er i Mulighet/screening-fasen. For å nå klimamålene er bransjen avhengig av politisk prioritering og vilje og forutsigbare rammevilkår for å realisere planlagte elektrifiseringsprosjekter med kraft fra land.

Helt siden klimamålene ble etablert i 2020 har KonKraft pekt på at kraft fra land vil være avgjørende for å nå 2030-målet. Stortingets heving av målet fra 40 til 50 prosent samme år bidro til å forsterke denne avhengigheten. De høye karbonkostnadene på norsk sokkel gjør at kraft fra land i mange tilfeller er et lønnsomt utslippsreduserende tiltak. Andre tiltak som havvind kombinert med eksisterende gasskraft vil være langt dyrere å gjennomføre og gi vesentlig lavere utslippsreduksjoner. Den pågående kraftdebatten og de politiske signalene skaper usikkerhet i planleggingen av de store resterende elektrifiseringstiltakene på sokkelen som må realiseres for å nå 2030-målet.

Dersom kraft fra land ikke tillates som løsning for nye prosjekter på norsk sokkel, vil næringen måtte gjennomføre tiltak som, på tross av at norsk sokkel har verdens høyeste karbonkostnadsnivå, er kommersielt ulønnsomme for å nå klimamålene. Prosjekter vil kunne bli satt på hold og man må starte på nytt med løsninger som ikke er gjennomførbare innenfor tidsvinduet mot 2030. Resultatet kan bli avvikling av ellers lønnsom olje- og gassproduksjon fra noen av disse feltene og derved redusert eksport av energi til Europa.

Langsiktig utslippsprognose - en fortsatt videre satsning på klimatiltak kan gi nær nullutslipp i 2050

I KonKrafts klimastrategi for norsk sokkel fra 2020 ble det satt et langsiktig mål om nær nullutslipp innen 2050. For å oppfylle denne målsetningen må olje- og gassindustrien enten gjennomføre omfattende utslippsreduserende tiltak eller avvikle deler av virksomheten på norsk sokkel. Ettersom både norske myndigheter og aktørene i næringen er tydelige på at de ønsker å utvikle, ikke avvikle norsk sokkel, betyr det at målsetningen bør oppnås gjennom en satsning på utslippsreduserende tiltak.

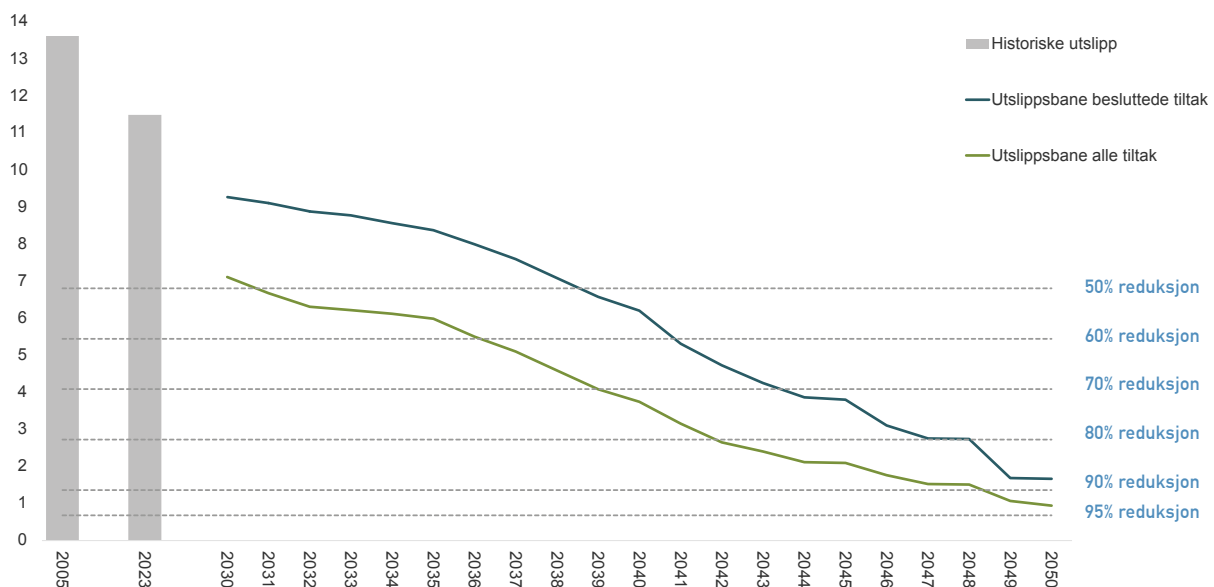
Til årets statusrapport er det utarbeidet en egen langsiktig utslippsprognose mot 2050. For å sammenstille prognosen har operatørselskapene spilt inn nåværende og usikre anslag på langsiktig aktivitet og utslipp mot 2050, inkludert forventninger til leting, nye funn, ambisjoner om økt produksjon og avvikling av felt. Figur 2 med den langsiktige prognosen viser at utslippene kan falle med over 70 prosent til 2040 og nesten 95 prosent til 2050 dersom alle identifiserte klimatiltak gjennomføres. Prognosen viser at det er mulig å komme nær nullutslipp samtidig som aktiviteten på norsk sokkel videreutvikles frem mot 2050.

Begge utslippsbanene viser at utslippene på norsk sokkel vil falle kraftig mot 2050, og differansen mellom utslippsbanene er også fallende. Fallet i begge utslippsbanene fra 2040 og utover drives hovedsakelig av forventninger til avvikling av

installasjoner på felt der potensialet tas ut. Den langsiktige utslippsprognosen viser også viktigheten av å gjennomføre alle identifiserte klimatiltak. Gjennom hele 30-tallet ligger utslippene fra olje- og gassindustrien på norsk sokkel omkring 2,5 Mt CO₂ høyere per år i prognosen der kun besluttede tiltak blir gjennomført sammenlignet med banen der alle identifiserte tiltak blir realisert. De kumulative utslippene blir dermed omtrent 25 Mt CO₂e høyere på 30-tallet dersom man ikke gjennomfører alle tiltak utover de som allerede er besluttet. Videre vil de kumulative utslippene innebære store kvotekostnader for bransjen.

FIGUR 02 UTSLIPPSPROGNOSE FOR NORSK SOKKEL 2030-50
Mt CO₂e

Kilde: KonKraft



Figur: Utslippsprognose for norsk sokkel 2030-50, utslippsbane gitt kun allerede besluttede klimatiltak i dag og bane med alle planlagte og aktuelle klimatiltak.

Energipartnerskap for utslippskutt i olje- og gassindustrien og styrket kraftbalanse

Olje- og gassnæringen har hele tiden vært tydelige på at bransjen ønsker å være med på å bygge ut mer fornybar kraft gjennom havvind og er positive til å ta ansvar for eget kraftbehov på sokkelen. Industrien har levert og vurdert løsninger for havvind koblet direkte til petroleumsinstallasjoner eller i en kombinasjon med kraft fra land og vurdert løsninger for kraftleveranser fra havvind direkte inn i det norske kraftsystemet slik som Trollvind-prosjektet var skissert. Regjeringen annonserte i mai et ønske om å etablere et energipartnerskap med olje- og gassnæringen for tiltak som både bedrer kraftbalansen og reduserer utslippene på sokkelen. Partnerskapet mottas positivt av industrien som har behov for et raskere tempo i utvikling og avklaring av rammebetingelser dersom havvind i større grad skal være med å elektrifisere sokkelen og avhjelpe den pressede kraftsituasjonen.

Olje- og gassindustrien forutsetter at alle næringer behandles likt i tråd med gjeldende lover og forskrifter for prosjekter som har reservert plass i nettet. KonKraft forventer at en fremtidig endring av regelverket, som i dag er basert på prinsippet om lik markedsadgang for alle aktører på ikke-diskriminerende og objektive vilkår, vil baseres på en objektiv begrunnelse. Prosjekter som allerede har fått reservert kraft i nettet bør ikke få endrede rammevilkår som har tilbakevirkende kraft siden dette vil svekke konkurranseevnen til norsk sokkel. KonKraft er positiv til at staten tar en konstruktiv partnerrolle og at petroleumsskatteloven gjøres gjeldende for havvindkraftproduksjon som i sin helhet tilfaller installasjoner underlagt petroleumsloven.



“De gjenstående prosjektene for å møte Stortingets forventning om 50 % reduksjon i utslipp i 2030 forberedes nå. Olje- og gassnæringen skal ha nær null utslipp i 2050. Å elektrifisere er det viktigste tiltaket for å nå disse målene. Men det er også et viktig tiltak for at bransjen fortsatt skal være konkurransedyktig til å levere energien Europa etterspør.”

Hildegunn T. Blindheim

Administrerende direktør, Offshore Norge



“For å sikre forutsigbarhet og langsiktighet for industriens rammevilkår er det avgjørende med løsninger som står seg over tid. Gjennom en bred politisk forankring av dette viktige arbeidet sikres forutsigbarhet for utviklingen av næringen framover og da utvikler vi en konkurransedyktig olje- og gassnæring også for framtiden.”

Frode Alfheim

Forbundsleder Industri Energi og FLT

Utslippene fra offshore maritime operasjoner fortsetter å falle, særlig innenfor riggsegmentet

For 2023 er utslippene fra offshore maritime operasjoner estimert til 1,73 Mt CO₂, en nedgang på 7 prosent fra 2022 og 18 prosent lavere enn i 2008. Utslippene fra offshorefartøyene og tankere har ligget nokså stabilt sammenlignet med foregående år, mens utslippene fra mobile rigger har sett en betydelig nedgang blant annet som følge av energieffektiviseringstiltak og erfaringsgevinster.

Selv om utslippene fra offshorefartøy har holdt seg stabilt fra 2022 til 2023, ser man en endring i utslippsmønsteret. Fallende utslipp fra forsyningsfartøy veies opp for med økte utslipp innenfor andre fartøyskategorier i segmentet. Tar man hensyn til aktivitet innenfor offshorefartøy ser man likevel at utslippsintensiteten fortsatt er på en nedadgående trend. Økt bruk av landstrøm og energieffektivisering er viktige tiltak som i dag bidrar til å redusere utslippene fra offshorefartøyene, men bruken kan bli enda bedre.

Arbeidet med å forbedre tallgrunnlaget innenfor maritime operasjoner fortsetter og i årets rapport er antallet fartøy med direkterapporterte data enda

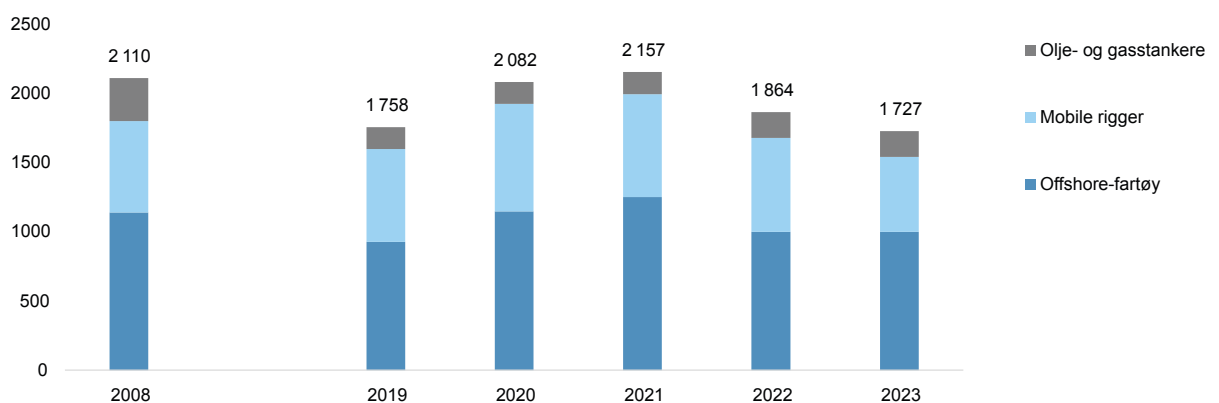
høyere (nesten 70 prosent) og VPS har i tillegg utviklet dataverktøy for å analysere de resterende fartøyene gjennom matching av bevegelsesmønster, skipstype og driftsprofil. Årets rapport inneholder også det første utkastet til en basisprognose for offshore maritim aktivitet til 2035. Prognosen vil videreutvikles og bli benyttet som et første grunnlag for å starte diskusjoner blant annet om hva som er aktuelle målsetninger for utslippskutt for offshore maritime segmenter fremover.

Prosjekter innenfor nye verdikjeder på sokkelen begynner å realiseres

Norsk offshoreindustri kan allerede fra i år levere produkter og tjenester innenfor nye verdikjeder og er i startfasen av det som kan bli et nytt industrieventyr på sokkelen. Ved å satse på nye verdikjeder som havvind, hydrogen og CCS utvikler norske industriaktører en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel og tilrettelegger for omstilling til nullutslippssamfunnet i Norge og Europa.

FIGUR 03 UTVIKLING I UTSLIPP FRA OFFSHORE MARITIM UTSLIPP HISTORISK (2008) OG SISTE FEM ÅR (2019-2023)
1000t CO₂

Kilde: VPS, DNV og Footprint¹



¹ Data for offshorefartøy sammenstilles av VPS, DNV har levert estimatene for olje- og gasstankere, og riggdataene er hentet fra utslippsdatabasen Footprint.

Norges første havvindauksjon er gjennomført med suksess

I mars ble den første havvindauksjonen på norsk sokkel gjennomført. Auksjon for området Sørlege Nordsjø II ble vunnet av Ventyr og markerer startskuddet for utbygging av storskala havvindparker i Norge. Samme måned ble det også kjent at Enova tildelte GoliatVind inntil to milliarder kroner i støtte ved realisering av et flytende havvindprosjekt som skal levere fornybar strøm til Hammerfest-regionen via Goliat-plattformen i Barentshavet. Konkraft har merket seg at regjeringens annonsering i mars av at søknadsfristen for havvindutbygging på Utsira Nord utsettes. En utsettelse innebærer forsinkelser i tildelingen av prosjektområdene for flytende havvind. Imidlertid kan enigheten i revidert nasjonalbudsjett om utbygging av havvind bidra til å sikre aktivitet i leverandørindustrien fremover.

Ambisjoner for produksjon og leveranser av blått hydrogen

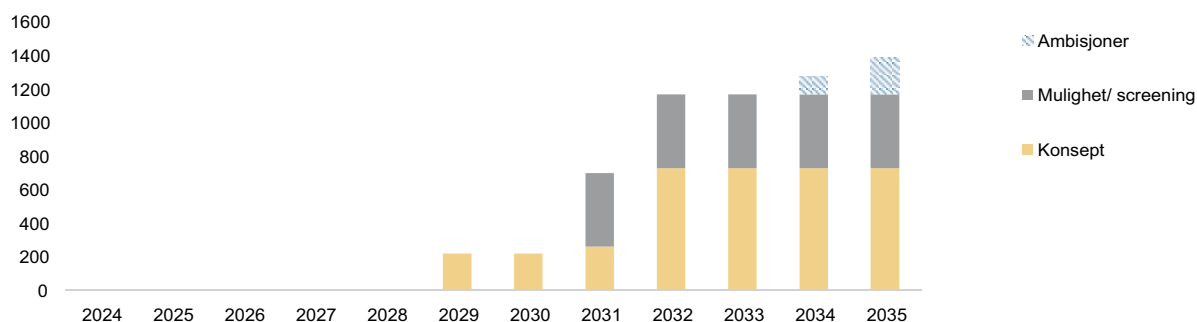
Oppstart av prosjekter for produksjon av blått hydrogen knyttet til norsk sokkel er fremdeles i en tidlig fase. Men selv om ingen prosjekter foreløpig er endelig vedtatt, arbeider flere aktører med å modne frem en betydelig samlet portefølje med storskala hydrogenproduksjon. Den oppdaterte prognosen i denne rapporten viser at produksjonen kan starte i 2029, med et potensial på 1,4 Mt i 2035. I KonKrafts oppdaterte strategi for blått hydrogen er det satt en ambisjon om 2 Mt hydrogen per år fra 2035. En realisering av ambisjonen avhenger av at nye prosjekter utvikles og modnes i løpet av de kommende årene. Gassco og Dena gjennomførte i 2023 en studie som viser at en tysk-norsk hydrogenverdikjede er gjennomførbar. Interessen for eksport av norsk hydrogen til Europa er stor, og Equinor inngikk i desember 2023 en langsiktig intensjonsavtale med Tyskland, Nederland og Storbritannia om leveranser av blått hydrogen fra 2029 til 2060. Avtalen anses som en viktig milepæl i utviklingen av norsk sokkel som fremtidig hydrogenleverandør.

FIGUR

04

PROGNOSE FOR ÅRLIG BLÅ HYDROGENPRODUKSJON KNYTTET TIL STORSKALA PROSJEKTER OG AKTØRER PÅ SOKKELEN (1000t H₂/år)

Kilde: KonKraft



I EU er mål og lovgivning blitt etablert gjennom hydrogen- og avkarboniseringspakken for gassmarkedet og det reviderte fornybardirektivet som trådte i kraft mot slutten av 2023. Detaljerte klassifiseringskriterier for lavkarbon hydrogen er foreløpig ikke vedtatt, men vil komme innen et år etter at hydrogen- og avkarboniseringspakken vedtas.

Stor aktivitet knyttet til CCS både i Norge og Europa

Det pågår flere prosjekter for CO₂-lagring på norsk sokkel og første år med injeksjon er ventet i 2025, hvor Northern Lights vil kunne ta imot 1,5 Mt CO₂ årlig. En realisering av selskapenes planer for utvikling av CO₂-injeksjonskapasitet på sokkelen vil gi en rask oppskalering fram mot 2030. Den oppdaterte prognosen i denne rapporten viser at aktørene potensielt vil kunne ta imot og injisere et betydelig volum allerede fra 2030 og at volumet vil kunne økes mot 2035. Usikkerheten i prognosen er stor siden flere prosjekter er i et tidlig prosjektløp

og det er behov for forpliktelser fra kunder for å sikre et tilstrekkelig volum for å kunne ta investeringsbeslutninger. I mars 2024 ble ytterligere to nye områder på norsk sokkel utlyst for lagring av CO₂.

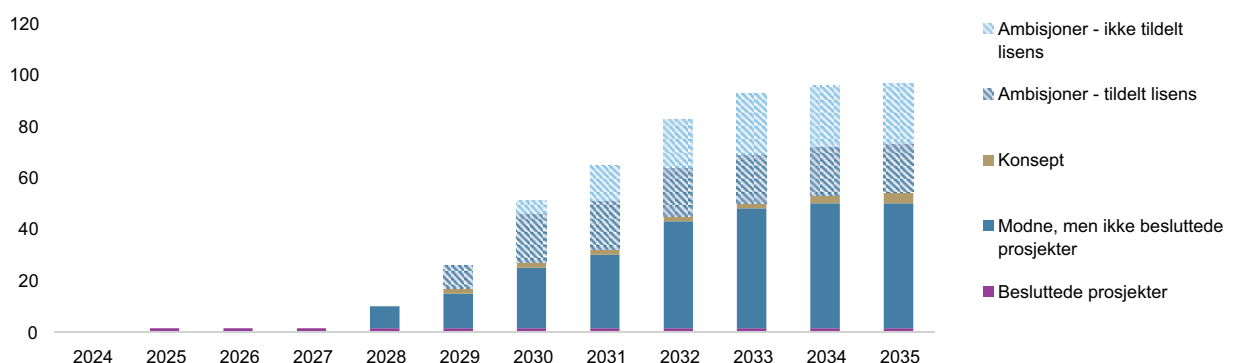
I EU ser man et stadig større fokus på CCS som et verktøy for å nå klimamålene. I februar la Europakommisjonen frem et strategidokument for industrielle CO₂-verdikjeder, hvor en rekke initiativer og utviklingsplaner for teknologi, regulatoriske rammeverk og investeringsmekanismer er beskrevet. EU ble i februar også enige om hovedprinsippene i forordningen Net-Zero Industry Act, hvor det er satt mål om CO₂-injiseringskapasitet på 50 Mt CO₂ i EU innen 2030. Det er foreløpig ikke avklart om forordningen blir EØS-relevant, noe som vil kunne påvirke norske CO₂-lagringsaktørers markedsmuligheter i EU – men også vil kunne få konsekvenser for olje- og gassprodusenter på norsk sokkel.

FIGUR

05

PROGNOSE FOR ÅRLIG CO₂-INJEKSJONSKAPASITET FOR LAGRINGSPROSJEKTER PÅ SOKKELEN Mt CO₂/år

Kilde: KonKraft



Figur: Prognose for årlig CO₂-injeksjonskapasitet for lagringsprosjekter på sokkelen med ulik grad av modenhet. Grafen viser antatt fremtidig samlet injeksjonskapasitet i lager som forventer å starte injeksjon før året på x-aksen. Merk at lagringsprosjekter vil normalt oppskalere injeksjon over noe tid etter hvert som de inngår kontrakt og mottar CO₂ fra flere kunder. Oppstart av injeksjon i et gitt år betyr derfor ikke at prosjektet oppnår full injeksjonskapasitet i det samme året.

EUs energi- og klimapolitikk er avgjørende for utviklingen på norsk sokkel – mange viktige vedtak er fattet og enda flere ventes fremover

Utviklingen i EUs energi- og klimapolitikk har avgjørende betydning for KonKrafts arbeid med å utvikle en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel. Årets statusrapport inneholder en oversikt over sentrale endringer i EUs lovgivning som vil påvirke næringens rammevilkår. Oversikten er ment å fungere som et referansepunkt over klima- og energipolitiske beslutninger og ambisjoner i EU som er og blir sentrale for aktørene på norsk sokkel fremover.

EU er det viktigste markedet for norske petroleumsressurser, og unionens arbeid med å fase ut fossil energi på en måte som ikke går på bekostning av priser og forsyningssikkerhet vil ha helt avgjørende betydning for den videre utviklingen av norske ressurser. For norsk olje- og

gassvirksomhet vil EUs tilstramminger i energi- og klimapolitikken særlig påvirke sluttbrukermarkedet. For videreutvikling av industrien er det viktig at utslippene fra norsk olje- og gassnæring kuttes i produksjonen for å styrke konkurransekraften på sokkelen framover og sikre arbeidsplasser og inntekter til fellesskapet. EU har også høye ambisjoner og utvikler politikk for å oppskalere verdikjeder for CCS, hydrogen og havvind. EUs rammebetingelser i form av markedsdesign, støtteordninger, kvotepriser og krav, vil få stor betydning for satsningen på disse verdikjedene på norsk sokkel. Her må norske myndigheter være påkoblet, koordinert og proaktive for å sikre at norske aktører beholder og styrker sine konkurransefortrinn.

For videreutvikling av industrien er det viktig at utslippene fra norsk olje- og gassnæring kuttes i produksjonen for å styrke konkurransekraften på sokkelen framover og sikre arbeidsplasser og inntekter til fellesskapet

Utfasingen av fossile energibærere medfører et enormt behov for fornybar- og lavutslippsenergi som gir muligheter for videreutvikling av nye verdikjeder på sokkelen



1

BAKGRUNN

Olje- og gassindustrien representerer Norges største næring, og kompetansen og teknologikraften i næringen er helt avgjørende for å nå Norges klimamål. Norsk olje- og gassindustri opprettholder i 2023 energiforsyningen til Europa og er en pålitelig leverandør som bidrar til EUs ambisjoner om å fase ut russisk gass innen 2027. Aktørene innen norsk olje- og gassindustri er helt sentrale i etableringen av nye og fremtidsrettede verdikjeder innenfor havvind, hydrogen, og karbonfangst og -lagring og leverer allerede produkter og tjenester innenfor nye lavutslippssverdikjeder.

1.1 Norsk sokkel – en pålitelig energileverandør med blikket rettet mot lavutslippssamfunnet

I 2023 fortsatte det høye produksjonsnivået av norsk olje og gass med 233 millioner Sm³ o.e. Produksjonen er på samme nivå som 2022 da Norge økte produksjonen for å sikre energiforsyningen i resten av Europa. Sammenlignet med 2022 ble det i 2023 produsert noe mer olje på grunn av oppstart av nye prosjekter, mens gassproduksjonen var noe redusert som følge av vedlikehold ved landanlegg. Norge opprettholder videre energiforsyningen og er en pålitelig leverandør som bidrar til EUs ambisjoner om å fase ut russisk gass innen 2027.

EU har det siste året understreket ambisjonen om å være verdensledende i omstilling til lavutslippssamfunnet. I februar anbefalte

Europakommisjonen et mål om netto utslippsreduksjon på 90 prosent i 2040 sammenlignet med 1990. En konsekvensutredning av målsetningen viser at det kan føre til 80 prosent reduksjon i fossile brenslere til energiformål sammenlignet med i dag, mens kull fases ut i sin helhet. Som følge av ambisjonen om netto 90 reduksjon i 2040, må kraftsystemet ifølge Kommisjonens utredning også være tilnærmet avkarbonisert innen 2040.²

Utfasingen av fossile energibærere medfører et enormt behov for fornybar- og lavutslipsenergi som gir muligheter for videreutvikling av nye verdikjeder på sokkelen. Europakommisjonen anslår at for å nå et mål om 90 prosent netto utslippskutt innen 2040 må fornybarkapasiteten i EU mer enn dobles, hvorav mesteparten trolig vil komme fra vind- og solkraft. For sektorer hvor utslippskutt ved direkte elektrifisering er krevende, som blant annet deler

2 [Europakommisjonen \(2024\) – 2040 Climate Target](#)

av industri- og transportsektorene, vil hydrogen og hydrogenbærere være viktig for avkarbonisering. Både lavkarbonhydrogen og fornybart hydrogen vil kunne spille en rolle. Det er foreløpig kun satt målsetninger og krav til bruk av fornybart hydrogen, og de detaljerte kriteriene for lavkarbonhydrogen er fortsatt ikke ferdigstilt. For fornybart hydrogen vil utbyggingstakten for fornybar kraft være avgjørende for hvor store volumer som kan produseres.

EU satser på CCS og i vår lanserte Europa-kommisjonen en ny strategi for industriell karbonfjerning³ der det pekes på et stort behov for CO₂-lagring og en anslått årlig injeksjonskapasitet i EØS på minst 250 Mt CO₂ i 2040⁴. EU har også satt et CO₂-injeksjonskapasitetsmål på 50 Mt CO₂/år for 2030 som en del av Net Zero Industry Act. Målet gjelder kun for EU inntil lovgivingen tas inn i EØS og vil trolig økes dersom NZIA blir EØS-relevant.

Norsk offshoreindustri leverer allerede fra i år produkter og tjenester innenfor nye lavutslippsverdikjeder. Vi er kun i startfasen av det som kan bli et nytt industrieventyr på sokkelen og det er et stort potensial og tydelig vilje blant aktørene for å realisere storskala prosjekter innen hydrogen, CCS og havvind de kommende årene.

I år vil Northern Lights være klar til å ta imot CO₂. Det er det første kommersielle lageret for CO₂ på sokkelen med en årlig injeksjonskapasitet på 1,5 Mt CO₂/år. I april undertegnet Norge en avtale med Belgia, Danmark, Nederland og Sverige om frakt av CO₂ til lagring på norsk sokkel.

Innenfor havvindsegmentet er 2024 det første året med full drift av verdens største flytende havvindpark, Hywind Tampen, som produserer strøm til petroleumsfeltene Snorre og Gullfaks. Den første havvindauksjonen i Norge ble i mars gjennomført for Sørliche Nordsjø II med Ingka Investments og Ventyr som vinnere. Industrien er positive til gjennomføring av auksjonen og peker på at prosjektet vil være sentralt for å forsyne Norge med fornybar energi og at havvind har alle forutsetninger for å bli en viktig ny offshoreindustri.⁵

Innenfor blått hydrogen er Equinors inngåelse av en langsiktig intensjonsavtale med Tyskland, Nederland og Storbritannia i desember en viktig milepæl i utviklingen av sokkelen som en fremtidig hydrogenleverandør. Intensjonsavtalen gjelder leveranser av blått hydrogen fra 2029 helt frem mot 2060 og er et tillegg til en omfattende langsiktig gassavtale.

3 [Europakommisjonen \(2024\) - Towards an ambitious Industrial Carbon Management for the EU](#)

4 Det er en differanse mellom anslått fangst- og injeksjonsvolum ettersom deler av den fangede CO₂en antas å brukes (til bl.a. e-fuels) heller enn å lagres.

5 [Offshore Norge \(20.03.2024\), Havvindauksjonen – nå er vi i gang!](#)

En langsiktig intensjonsavtale med Tyskland, Nederland og Storbritannia i desember er en viktig milepæl i utviklingen av sokkelen som en fremtidig hydrogenleverandør

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

KonKraft utarbeidet i 2020 klimastrategien «*Framtidens energinæring på norsk sokkel – Klimastrategi mot 2030 og 2050*». I etterkant ba Stortinget regjeringen i et anmodningsvedtak om å legge frem en plan sammen med bransjen om å redusere klimagassutslippene med 50 prosent innen 2030. KonKraft legger dermed til grunn følgende ambisjoner:

- Olje- og gassindustrien i Norge⁶ skal redusere sine absolutte klimagassutslipp med 50 prosent innen 2030 sammenlignet med 2005, og videre redusere utslippene til nær null i 2050.
- Norsk olje- og gassnæring vil sammen med rederier og riggeiere være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar aktivt til oppnåelse av målet i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske.

Nytt i årets statusrapport er en langsiktig utslippsprognose for utvikling av sokkelen mot 2050. Den langsiktige prognosen er knyttet til selskapenes forventninger om mulig petroleumsaktivitet mot 2050 gitt en langsiktig utvikling (inkludert leting, funn og ny produksjon), og ikke avvikling av petroleumsaktiviteten på norsk sokkel. Prognosen viser behovet for utslippsreduksjoner og tiltak som skal til for at olje- og gassektoren når det langsiktige utslippsmålet om nært nullutslipp i 2050. Den langsiktige prognosen vil fremover også være et viktig underlag for videre diskusjoner og fastsettelse av milepæler mot målet i 2050.

I tillegg til målet om å redusere utslippene fra egen virksomhet, har olje- og gassindustrien ambisjoner om å skape en ny og fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel som bidrar til at også andre aktører kan redusere sine utslipp. KonKraft-partnerne ønsker å utvikle nye verdikjeder for havvind, hydrogen, CCS og havbunnsmineraler på sokkelen. Årlige statusrapporter gir et oppdatert bilde av hvordan bransjen ligger an til å nå målene i 2030 og utviklingen av de nye verdikjedene basert på aktørenes planlagte prosjekter. Denne rapporten er den fjerde årlige statusrapporten siden klimastrategien ble lansert i 2020.

KonKraft-partnerne lanserte sommeren 2023 oppdaterte ambisjoner for blått hydrogen i Norge i lys av utviklingen i det europeiske hydrogenmarkedet og norske hydrogenprosjekter. De oppdaterte ambisjonene for blått hydrogen innebærer en satsning der norske myndigheter sammen med olje- og gassindustrien og leverandørindustrien skal samarbeide om å produsere 1 million tonn (Mt) blått hydrogen per år innen 2032, og om bygging av en rørledning for eksport av hydrogen mellom Norge og EU innen 2030. Ytterligere informasjon om de nye ambisjonene er inkludert i kap. 4.4 Hydrogen, og progresjon mot ambisjonene vil følges opp gjennom KonKrafts statusrapporter.

I fjorårets rapport ble datagrunnlaget for utslipp fra maritim aktivitet betydelig forbedret med tilgang på aktivitetsbaserte utslipp for en stor andel av offshore flåten på sokkel. En forsterket innsats i arbeidet med maritime utslippsreduksjoner er videreført og KonKraft-partene har igangsatt et samarbeid for å utarbeide en utslippsprognose for offshore maritime utslipp og identifisere utslippsreduserende tiltak gjennom teknologiske og operasjonelle forbedringer.

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

Konkraft ønsker å finne
forpliktende løsninger
sammen med regjeringen
på hvordan vi skal nå
klimamålene for næringen,
sikre mer kraft raskere,
og for å utvikle offshore-
næringen videre



2

STATUS OG PROGRESJON I 2024 FOR UTSLIPPSREDUKSJONER

Mulighetsrommet våren 2024 viser at det er blitt enda mer krevende for norsk olje- og gassindustri å nå 2030-målet sammenlignet med i fjor. Skal klimamålet om 50 prosent utslippskutt nås innen 2030 er det nødvendig at alle innrapporterte tiltak, både modne og umodne, gjennomføres i henhold til tidsplanen. Kraft fra land er fremdeles tiltaket med størst potensial for å oppnå utslippsreduksjoner og for at bransjen skal kunne fortsette å gjennomføre kostnadseffektive og nødvendige elektrifiseringstiltak, er det viktig å sikre forutsigbarhet rundt tilgangen på kraft og nett.

2.1 Reduserte utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel frem mot 2030

For å ha best mulig forutsetninger for å nå klimamålene utarbeider KonKraft årlig en statusrapport som viser progresjon mot målet om 50 prosent utslippsreduksjon i 2030 sammenlignet med 2005. I 2005 var utslippene fra aktiviteten på norsk sokkel på 13,6 Mt CO₂e og for å nå klimamålet må utslippene derfor reduseres til under 6,8 Mt CO₂e i 2030. Statusrapporten analyserer mulighetsrommet for utslippsreduksjoner på tvers av operatørselskapene, basert på forventet aktivitet og mulige utslippsreduserende tiltak av forskjellig modenhet.

Mulighetsrommet våren 2024 viser at at det er blitt enda mer krevende å nå 2030 målet sammenlignet med i fjor. I 2023 var utslippene på 11,5 Mt CO₂e, en nedgang på nesten 0,5 Mt CO₂e sammenlignet med 2022. Nedgangen fra 2022 til 2023 er blant annet knyttet til elektrifisering med kraft fra land til Edvard Grieg og elektrifisering av Snorre og Gullfaks med havvind fra Hywind Tampen. Videre ble det i 2022 gjennomført arbeid på ulike installasjoner som bidro til en midlertidig økning utslipp, eksempelvis oppgraderinger av Ormen Lange, Hyme og Norne, og avvikling av Knarr. Samtidig økte utslippene i 2023 fra Hammerfest LNG, som igjen var i full drift hele 2023, og Njord som gjenopptok produksjonen i 2023.

En sammenstilling av operatørselskapenes forventede utslipp mot 2035 inkludert planlagte klimatiltak viser et samlet potensial for utslippsreduksjoner i 2030 på 4,4 Mt CO₂e. En realisering av hele porteføljen av klimatiltak vil gi restutslipp på 6,8 Mt CO₂e som betyr at bransjen oppnår 50 prosent utslippsreduksjon i 2030. Det er dermed nødvendig at alle planlagte modne og umodne tiltak gjennomføres i henhold til tidsplan for at klimamålet skal nås. Uten realisering av klimatiltak de neste årene ventes utslippene i 2030 å ligge på rundt 11,2 Mt CO₂e. Utviklingen i utslipp og effekten av mulige utslippsreduserende tiltak med ulike grader av modenhet mot 2035 er illustrert i Figur 6.

KonKrafts analyse av mulighetsrommet for utslippsreduksjoner er basert på en gjennomgang med alle operatørene på norsk sokkel våren 2024 og tar hensyn til selskapenes klimamål, utslippsprognoser, utslippsreduserende tiltak, planlagte nye felt og avvikling av eksisterende felt. Tallene omfatter de samlede utslippene fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel samt de totale utslippene fra olje- og

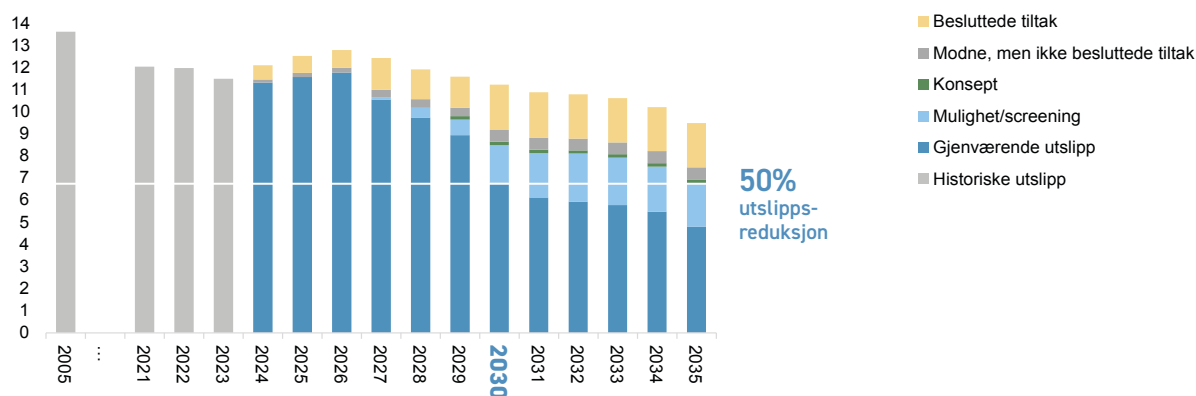
gassprosesseringsanleggene på Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Melkøya og Stureterminalen.

Tiltakene er kategorisert i ulike modenhetsnivåer:

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

FIGUR 06 OPPDATERT MULIGHETSROM VÅREN 2024
Utslipp i Mt CO₂e/år

Kilde: KonKraft



Figur: Oppdatert mulighetsrom per våren 2024 med framskrivinger for utslipp og estimert effekt av større besluttete klimatiltak og tiltak under vurdering. Framskrivningene inkluderer også planlagte nye feltutbygginger, noe som gjør at den totale effekten av utslippsreduserende tiltak i de ulike modenhetsnivåer varierer over tid.

Utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet ventes ikke å falle vesentlig før i 2027 på grunn av oppstart av pågående utbygginger. Besluttede klimatiltak bidrar likevel til å unngå en videre økning i utslippene, som ville økt til 12,8 Mt CO₂e i 2026 dersom man ikke gjennomførte de planlagte tiltakene.

Siden forrige statusoppdatering er flere store utslippsreducerende tiltak blitt skjøvet ut i tid, og prosjekter som i fjor lå inne med oppstart før 2030 er nå planlagt med antatt oppstart først i 2030. Ettersom flere klimatiltak får effekt, begynner utslippene å falle betraktelig år for år fra 2026. Store og modne klimatiltak som planlegges mot 2030 inkluderer blant annet:

- Elektrifisering av Oseberg, som gir en utslippsreduksjon på 300 000 tonn CO₂e per år fra 2027.
- Elektrifiseringen av Draugen og Njord, som samme år gir reduksjoner på henholdsvis rundt 180 000 og 120 000 tonn CO₂e/år.
- Hammerfest LNG vil være klart til elektrifisering i 2028, men nettilknytning er ventet først i 2030 og vil da redusere utslippene med rundt 700 000 tonn CO₂e per år.

Selskapene jobber kontinuerlig med å identifisere og modne tiltak som bidrar til å redusere utslippene. Flere tiltak som vil gi utslippsreduksjoner mot slutten av 2020-tallet er helt i starten av utviklingsløpet. Prosjektene ventes å beslaglegge store ressurser i selskapene fremover for å sikre oppnåelse av egne klimamål og KonKrafts mål. Fra 2028 til 2035 vil også planlagt avvikling av felt og installasjoner bidra til utslippsreduksjoner. Samtidig ventes det at bildet vil endre seg over tid og at ytterligere tiltak for perioden etter 2030 vil bli meldt inn i kommende statusrapporter.

Siden forrige statusoppdatering er flere store utslippsreducerende tiltak blitt skjøvet ut i tid, og prosjekter som i fjor lå inne med oppstart før 2030 er nå planlagt med antatt oppstart først i 2030

2.1.1 Prosjektporteføljen som skal bidra til oppnåelse av 2030-målet har lik modenhetsprofil som i fjor

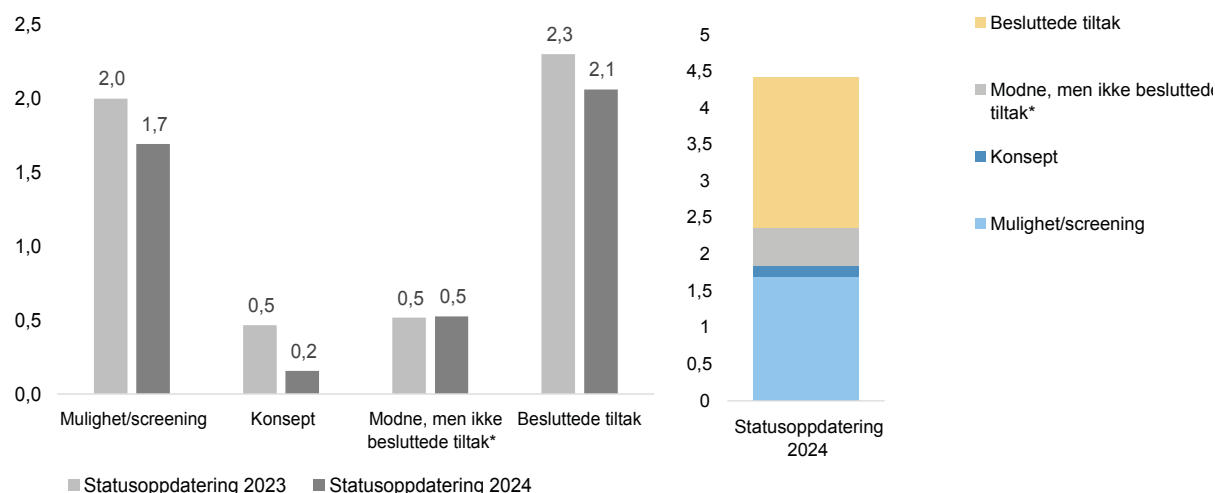
Det samlede utslippsreduksjonspotensialet i 2030 fra ulike klimatiltak fordelt på modenhetsgrad i årets rapport sammenlignet med fjorårets statusoppdatering er illustrert i Figur 7. Totalt sett er det få endringer i modenheten til prosjektporteføljen, og de fleste prosjektene er på samme modenhetsnivå som i fjorårets rapport. En reduksjon i forventet effekt av ulike tiltak kan forklare nedgangen i utslippsreduksjonspotensialet i flere av modenhetsnivåene. I tillegg har flere mindre tiltak i fasene *Konsept* og *Modent*, men *ikke besluttede tiltak* falt fra og er ikke inkluderte i året prognose. Dette inkluderer prosjekter innenfor kombikraft, kraft fra lokal vind og enkelte energieffektiviseringstiltak.

Av det samlede potensialet er ca. 2 Mt CO₂e *Besluttede tiltak*. En realisering av *Besluttede tiltak* vil redusere utslippene fra olje- og gassindustrien i 2030 med 35 prosent målt mot 2005-nivå. En betydelig andel– nesten 1,7 Mt CO₂e – er fortsatt på et *Mulighet/screening*-stadium. Det tar omtrent seks år for større klimatiltak å utvikles fra mulighetsstudie (DG1) til iverksettelse (DG4). Følgelig haster det med å modne flere av de større klimatiltakene som er nødvendige for å nå 2030-målet inn i konseptvalgfase (passere DG1) i løpet av 2024 for at de skal kunne realiseres i tide.

FIGUR 07

ENDRINGER I MODENHETSGRAD FOR TILTAKENE I DENNE RAPPORTEN SAMMENLIGNET MED FJORÅRETS STATUSOPPDATERING (Mt CO₂e i 2030)

Kilde: KonKraft



Figur: Endringer i modenhetsgrad for tiltakene i denne rapporten sammenlignet med fjorårets statusoppdatering.

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

2.1.2 Kraft fra land er tiltaket med størst reduksjonspotensial i 2030 mens havvindprosjekter skyves på eller faller fra porteføljen

Utslippsreduksjonspotensialet i 2030 fra ulike klimaprosjekter fordelt på type tiltak, f.eks. elektrifisering eller energieffektivisering, vises i Figur 8.

Kraft fra land er fremdeles tiltaket med størst potensial for å kutte utslipp mot 2030 og har et samlet reduksjonspotensial på nesten 3,5 Mt CO₂e. Omtrent halvparten av dette består av allerede *besluttete tiltak*, mens en betydelig andel, på rundt 1,4 Mt CO₂e, fortsatt er i *Mulighet/screening*-fasen.

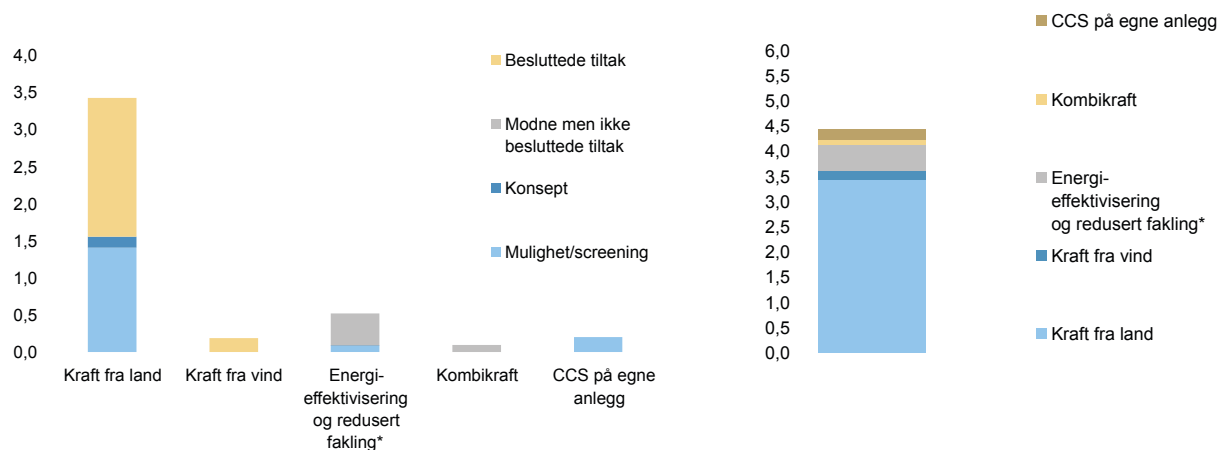
Ettersom kraftoverskuddet i Norge reduseres og presset på nettkapasiteten øker, opplever operatørselskapene økt usikkerhet knyttet til tilgangen på kraft og nettilgang for nye elektrifiseringsprosjekter. Dette inntrykket ble forsterket da myndighetene før jul i 2023 uttalte at «*det vil være vanskeligere for rettighetshaverne å beslutte, og få myndighetsgodkjent ombyggingsprosjekter til drift med kraft fra land fremover – blant annet fordi de kan ha uønskede følger for kraftsystemet.*»⁷ For at bransjen skal kunne fortsette å gjennomføre lønnsomme elektrifiseringstiltak som er nødvendige for å nå klimamålene, er det viktig å sikre forutsigbarhet rundt tilgangen på kraft og nett.

7 Regjeringen (22.12.2023). Godkjenner ombygging av Draugen og Njord.

FIGUR 08

KATEGORISERING AV BESLUTTEDE KLIMATILTAK OG TILTAK UNDER VURDERING, FORVENTET EFFEKT MOT 2030
Mt CO₂e i 2030

Kilde: KonKraft



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

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

Energieffektivisering og redusert fakling kan bidra med betydelige utslippsreduksjoner mot 2030, totalt over en halv million tonn CO₂e. Potensialet er trolig enda høyere ettersom prognosen ikke fanger opp at selskapene fortløpende implementerer aktuelle og lønnsomme prosjekter med kort planleggingshorisont. I tillegg vil energieffektiviseringstiltak i samspill med god energiledelse i det operative arbeidet kunne påvirke verdiskapningen i selskap i form av bedre ressursforvaltning, kostnadsreduksjoner og bedre utnyttelse av kraft fra land.

Kraft fra havvind: Kraft fra havvind med direkte tilkobling til installasjonene på sokkelen utgjør et utslippsreduksjonspotensial på omkring 185 000 t CO₂e i 2030. Potensialet er redusert sammenlignet med fjorårets rapport på grunn av frafall og utsettelse av prosjekter til etter 2030. Hywind Tampen som får full effekt i år er inkludert, mens kraft fra vind på Brage har falt ut på grunn av manglende Enova-støtte.

Øvrige tiltak: Nytt i årets rapport er inkludering av tiltaket «CCS på egne anlegg». Tiltaket inkluderer etablering av et CO₂-fangstanlegg på Kårstø, der CO₂ fra avgassen til Craier-anlegget skal fanges. Gassco forventer at Kårstø-anlegget vil ta imot gasstrømmer med et høyere CO₂-innhold de neste årene, og installering av et CO₂-fangstanlegg vil bidra til å forhindre en økning i utslippene fra gassprosesseringsanlegget. I tillegg forventes CO₂-fangstanlegget å bidra med effektivitetsgevinster som gir betydelige utslippsreduksjoner.

2.1.3 Kunstig intelligens og digitaliseringsverktøy gir flere muligheter for overvåking og prognosering av energiforbruk og utslipp på sokkelen

Kunstig intelligens kan bidra til å redusere utslipp fra energiintensive industrier på flere måter. *Novatech NESSi* er en skyprogramvare som bruker kunstig intelligens og maskinlæring for å sammenstille prognoser for energi og utslipp i komplekse energisystemer i enkeltprosjekter eller på porteføljnivå. Prognosene er koblet med et bibliotek av utslippsreduserende tiltak og ved hjelp av kunstig intelligens kan verktøyet forutsi hvordan forskjellige tiltak vil påvirke et selskaps energibehov, utslipp og karbonkostnader. *Novatech NESSi* muliggjør samarbeid mellom forskjellige fagdisipliner i sanntid om strategiske scenarier for utslippsreduksjon. Et illustrasjonsbilde fra Novatechs prognoseverktøy er inkludert i Figur 9.

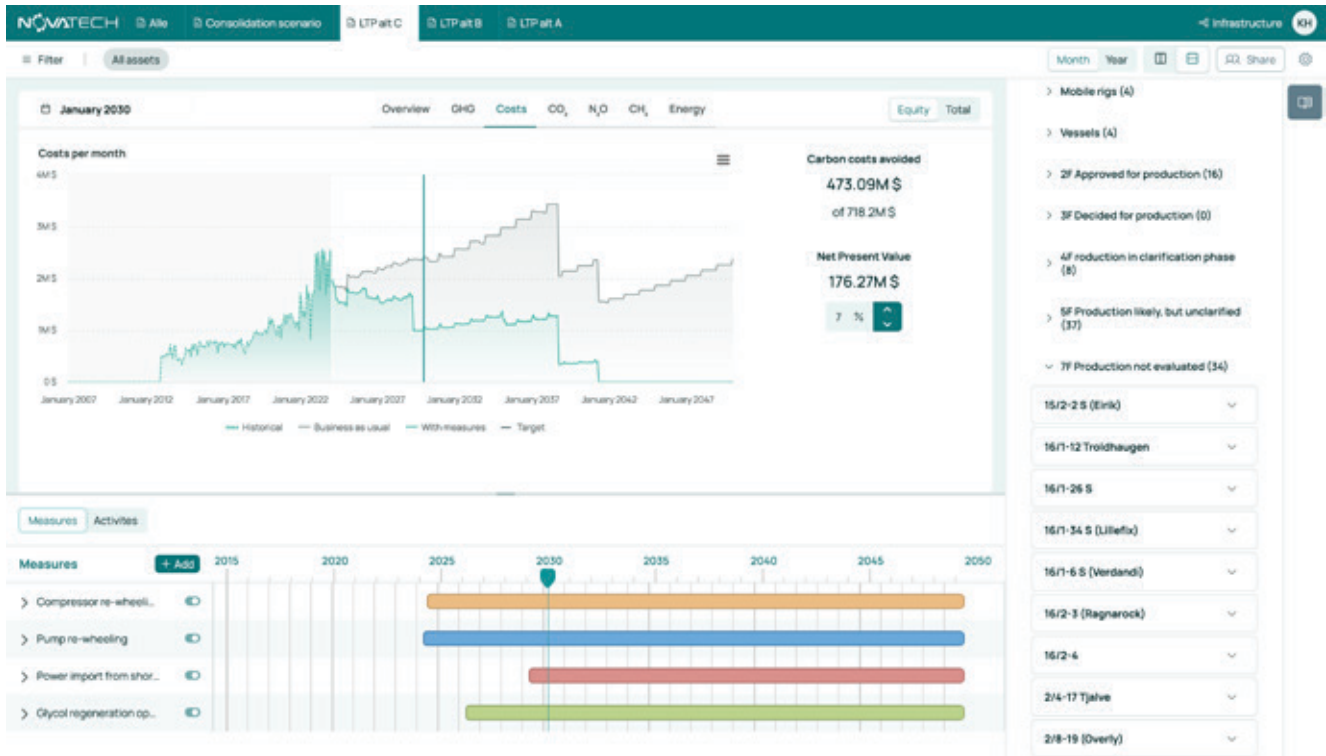
Aker BP er et av flere operatørselskaper som har tatt i bruk digitale verktøy for kontinuerlig overvåking av energiflyten på sine innretninger. Verktøyet *Energy Companion* gir informasjon om energitap i utstyr og kan brukes som en del av det kontinuerlige optimaliseringsarbeidet for å redusere energiforbruket på innretningen. Selskapet jobber med å forankre bruken av integrerte modeller i planlegging av driften av feltet, slik at man får gode prognoser på fremtidig energibehov og forventet CO₂-intensitet gjennom feltets levetid. Slike integrerte modeller gir også bedre beslutningsstøtte ved oppgraderinger av utstyr og andre modifikasjoner på innretningene.

FIGUR

09

UTSNITT FRA NOVATECHS PROGNOSEVERKTØY BASERT PÅ KUNSTIG INTELLIGENS OG MASKINLÆRING

Kilde: Novatech



Kunstig intelligens kan bidra til å redusere utslipp fra energiintensive industrier på flere måter og gir muligheter for overvåking og prognosering av energiforbruk og utslipp på sokkelen

2.1.4 Optimal utnyttelse av kraft fra havvind

I Equinor pågår det løpende energi- og produksjonsoptimalisering av alle offshore-installasjoner med tett samhandling mellom personell offshore og på land. Equinor har utviklet en web-basert løsning (Portal for Energi og Produksjonsoptimalisering, PEPO) for arbeidet med tilgang til alle relevante energi- og produksjonsdata i sanntid, illustrert i Figur 10.

Installasjonene Gullfaks og Snorre har en ekstra utfordring med energioptimalisering. For å sikre lavest mulig CO₂-utslipp dekkes mest mulig av

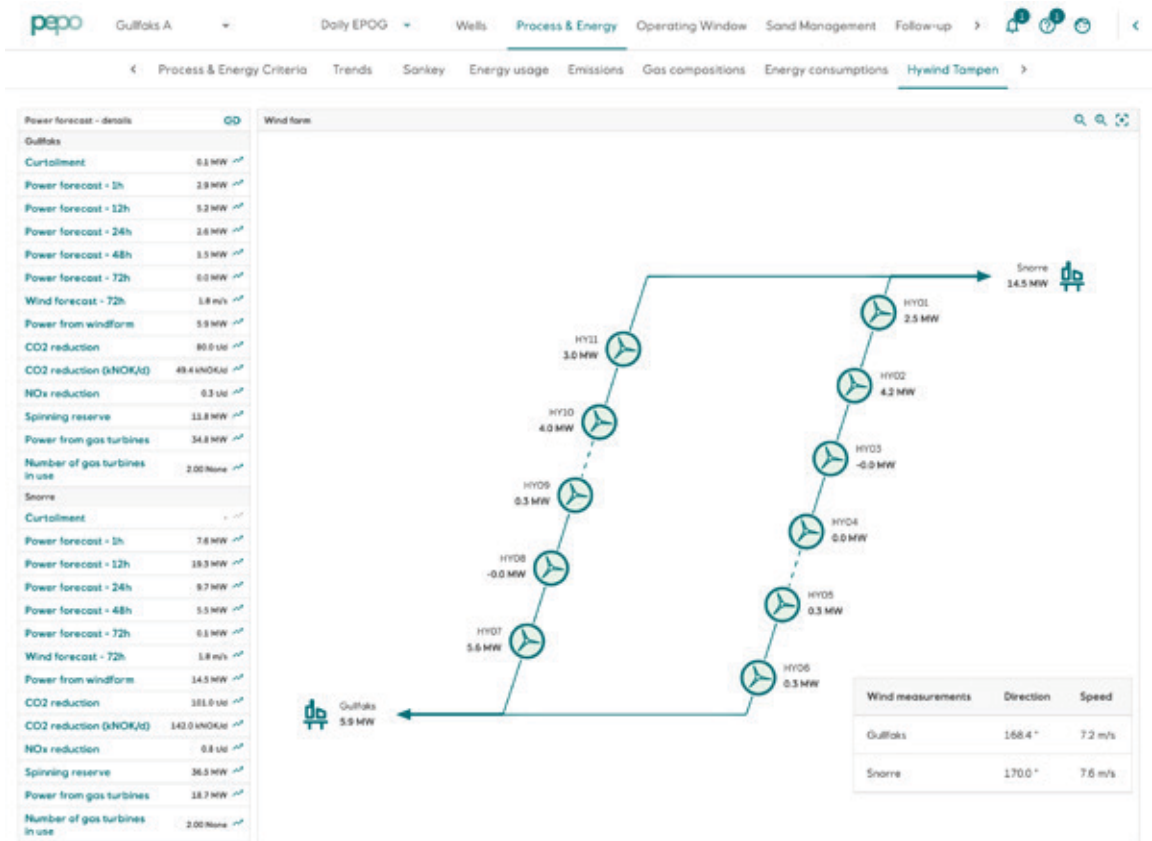
kraftbehovet fra Hywind Tampen, som består av elleve vindturbiner med hver en kapasitet på 8,6 MW. Resten av kraftbehovet dekkes av kraft fra gassturbiner. For å sikre stabil kraftforsyning gjøres det løpende vurderinger om hvor stor reservekraft gassturbinene bør ha (såkalt spinning reserve) i tilfelle plutselig bortfall av kraft fra Hywind Tampen. Forventet kraft fra vindturbinene er basert på vindprognoser. I verktøyet PEPO er all relevant informasjon satt sammen som beslutningsstøtte, dermed kan man bestemme antall gassturbiner som må kjøres på hvert felt basert på forventet kraft levert fra Hywind Tampen.

FIGUR

10

UTSNITT FRA EQUINORS VERKTØY FOR ENERGI- OG PRODUKSJONSOPTIMALISERING

Kilde: Equinor



2.2 Langsiktig utslippsprognose for petroleumsvirksomheten mot 2050

2.2.1 En langsiktig utslippsprognose for norsk sokkel er viktig for å vise kurs mot nær null i 2050

I KonKrafts klimastrategi for norsk sokkel fra 2020 ble det satt et langsiktig mål om nær nullutslipp innen 2050. For å oppfylle denne målsetningen må olje- og gassindustrien gjennomføre omfattende utslippsreducerende tiltak eller avvikle deler av virksomheten på norsk sokkel. Ettersom både norske myndigheter og aktørene i næringen er tydelige på at de ønsker å utvikle, ikke avvikle norsk sokkel, betyr det at målsetningen i hovedsak bør oppnås gjennom en satsning på utslippsreducerende tiltak. For KonKraft og aktørene på norsk sokkel er det derfor viktig å lage prognoser for utslipp frem mot 2050 som viser hva som skal til for å nå målet om nær null utslipp.

KonKraft oppdaterer hvert år en mer kortsiktig utslippsprognose mot 2035 for å vise status på arbeidet med klimastrategien, se kapittel 2.1.

Denne prognosen viser effekten av besluttede og mulige klimaprojekter som kan bidra til oppnåelse av bransjens klimamål om 50 prosent utslippskutt innen 2030. Prognosen er basert på operatørenes RNB-rapportering som inkluderer ressursklasse 1-5 samt leteutslipp. Prognosen tar dermed i begrenset grad høyde for levetidsforlengelser, økt utvinning fra eksisterende felt og nye funn. Selv om denne prognosen er god for en kortere tidshorisont, vil den i mindre grad gi et forventningsrett bilde på den langsiktige utviklingen.

Til årets statusrapport er det derfor utarbeidet en egen langsiktig utslippsprognose mot 2050. For å sammenstille prognosen har operatørselskapene spilt inn sine beste anslag på langsiktig aktivitet og utslipp mot 2050, inkludert forventninger til leting, nye funn, økt utvinning og avvikling av felt. Det er stor usikkerhet knyttet til en slik første langsiktig prognose, men den er likevel viktig for å kunne vurdere bransjens omstilling mot nær null utslipp, hvilke tiltak som må til og hvilke betingelser som må på plass for å realisere disse tiltakene.

Det vil nødvendigvis være stor usikkerhet knyttet til en slik første langsiktig prognose, men den er likevel viktig for å kunne vurdere bransjens omstilling mot nær null utslipp

2.2.2 Langsiktig utslippsprognose - En fortsatt videre satsning på klimatiltak kan gi nær null utslipp i 2050

Den første langsiktige utslippsprognosen for norsk sokkel er inkludert i Figur 11 og viser at utslippene kan falle med over 70 prosent til 2040 og nesten 95 prosent til 2050 dersom alle identifiserte klimatiltak gjennomføres. Prognosen viser at det er mulig å komme nær null utslipp samtidig som aktiviteten på norsk sokkel videreutvikles frem mot 2050. Til venstre i figuren vises utslippsnivået på norsk sokkel i 2005, som er referanseåret for målsetningene om utslippsreduksjoner, og 2023, som er det siste året vi har historiske data for. Videre viser figuren to utslippsbaner. Grønn linje viser utslippsbanen over perioden gitt at alle identifiserte klimatiltak blir gjennomført mens blå linje viser utslippbanen dersom kun *besluttete tiltak* blir gjennomført.

Den langsiktige utslippsprognosen viser også betydningen av å gjennomføre alle identifiserte klimatiltak. Gjennom hele 30-tallet ligger utslippene 2,5 Mt CO₂ høyere per år når kun *besluttete tiltak* blir gjennomført sammenlignet med banen der alle identifiserte tiltak blir realisert. De kumulative utslippene blir dermed 25 Mt CO₂e høyere på 30-tallet dersom man kun gjennomfører de tiltakene som allerede er besluttet. Videre vil de kumulative utslippene representere en stor økning i bransjens kvotekostnader.

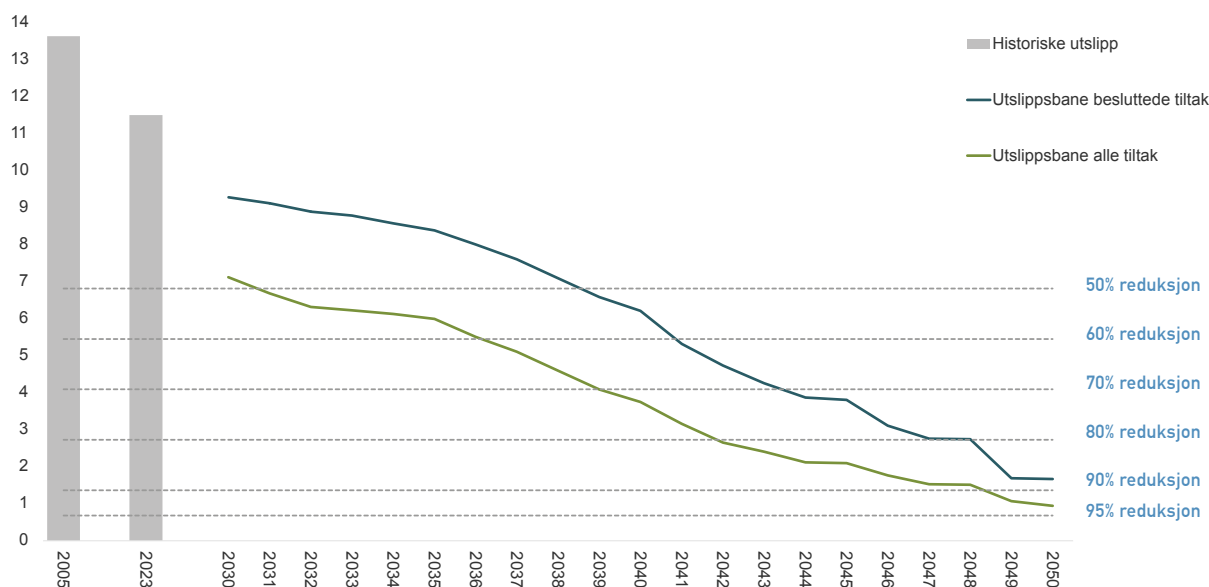
Begge utslippsbanene viser at utslippene på norsk sokkel vil falle kraftig mot 2050, og differansen mellom utslippsbanene er også fallende. Den fallende differansen mellom utslippsbanene skyldes at effekten av gjennomførte tiltak faller med redusert produksjon fra installasjonene, avvikling av installasjoner som har gjennomført klimatiltak og at flere selskaper foreløpig ikke har tatt stilling til hvilke utslippsreducerende tiltak som

FIGUR

11

UTSLIPSPROGNOSE FOR NORSK SOKKEL 2030-50
Mt CO₂e

Kilde: KonKraft



Figur: Utslippsprognose for norsk sokkel 2030-50, utslippsbane gitt kun allerede besluttede klimatiltak i dag og bane med alle planlagte og aktuelle klimatiltak.

er aktuelle å gjennomføre på lang sikt. Fallet i begge utslippsbanene fra 2040 og utover drives dermed hovedsakelig av forventninger om avvikling av installasjoner.

De to utslippsbanene har ulikt startpunkt i 2030. *Utslippsbanen gitt besluttede tiltak* starter på 9,25 Mt CO₂e i 2030, noe som tilsier at 2030-målet om 50 prosent utslippsreduksjon ikke nås. Startpunktet for *utslippsbanen med alle klimatiltak* ligger marginalt over utslippsnivået som tilsvarer en reduksjon på 50 prosent i 2030. Utslippene i den langsiktige prognosen med alle tiltak er litt høyere enn i den kortsiktige prognosen fordi den inkluderer mindre modne ressursklasser. Avviket mellom den kortsiktige og langsiktige prognosen vokser fra 2030 mot 2035 siden dagens forventning til produksjon fra besluttede eller sannsynlige produksjonsvolumer avtar i den kortsiktige prognosen mens høyere produksjon fra mer usikre ressurser hensyntas i den langsiktige prognosen.

Den langsiktige
utslippsprognosen viser
viktigheten av å gjennomføre
alle identifiserte klimatiltak



2.3 Elektrifisering og kraftbehov

2.3.1 Oppdatert prognose for kraft fra land til norsk sokkel

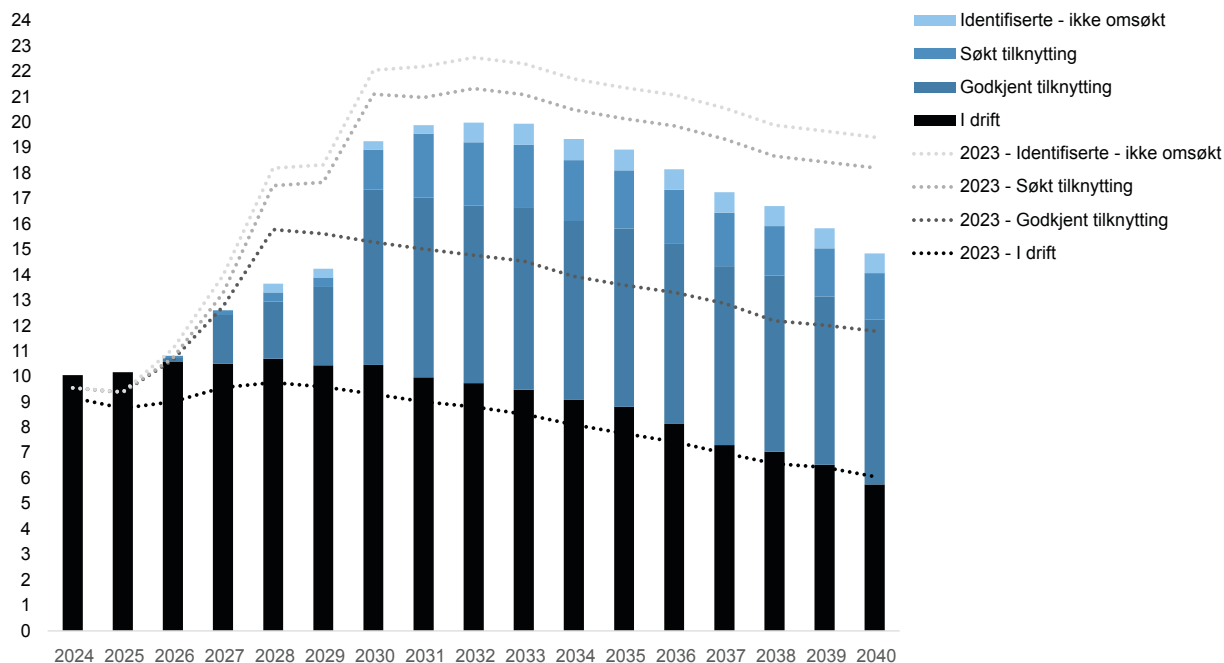
Figur 12 viser den oppdaterte kraftprognosen for kraft fra land til norsk sokkel per april 2024. Prognosen viser at det totale kraftbehovet er ventet å øke videre i 2026 og særlig fra 2029 til 2030. I 2030 peker årets prognose på et kraftbehov på i overkant av 17 TWh for prosjekter i drift eller med godkjent nettilknytning, opp fra ca. 10 TWh i 2024. Årets prognose viser for 2024 et høyere kraftbehov for prosjekter i drift sammenlignet med i fjor på ca. 0,5 TWh, mens forventninger til det totale kraftbehovet fra 2026 er lavere sammenlignet med i fjorårets rapport.

Siden i fjor er flere elektrifiserte felt satt i drift og flere har fått godkjent nettilknytning. Noen av installasjonene som allerede har fått godkjent nettilknytning mangler godkjenning av Plan for utbygging og drift (PUD) eller Plan for anlegg og drift (PAD). For disse installasjonene utgjør kraftbehovet ca. 2,1 TWh i 2030.

Det totale resterende kraftbehovet til felt og installasjoner i 2030 som har søkt om nettilknytning, men ennå ikke har fått godkjent tilknytning utgjør våren 2024 ca. 1,6 TWh (øker til 2,5 TWh i 2032). For identifiserte prosjekter, som ikke enda har søkt om nettilknytning er kraftbehovet beregnet til ca. 0,34 TWh i 2030.

12 PROGNOSE FOR KRAFTBEHOV PÅ NORSK SOKKEL VÅREN 2024
TWh

Kilde: Offshore Norge



Økningen i kraftbehovet mot 2030 er knyttet til elektrifiseringsprosjekter og utbygging av nye felt med kraft som skal bidra til å sikre at olje- og gassindustrien kan levere produkter med lave produksjonsutslipp og bidra til oppfyllelse av bransjens, men også nasjonale, klimamål. Elektrifisering av nye felt bidrar til å forhindre økte utslipp fra sokkelen, eksempelvis skal Yggdrasil-utbyggingen med oppstart i 2027 være elektrifisert og anslagsvis representerer dette et unngått utslipp på 260 000 tonn CO₂ per år og 6,9 millioner tonn CO₂e over feltets levetid.

I Figur 13 er koblingen mellom større elektrifiseringsprosjekter og utslippsreduksjoner illustrert. Som i kraftprognosen ser man at flere prosjekter får effekt i 2026/2027 og i 2030. Flere

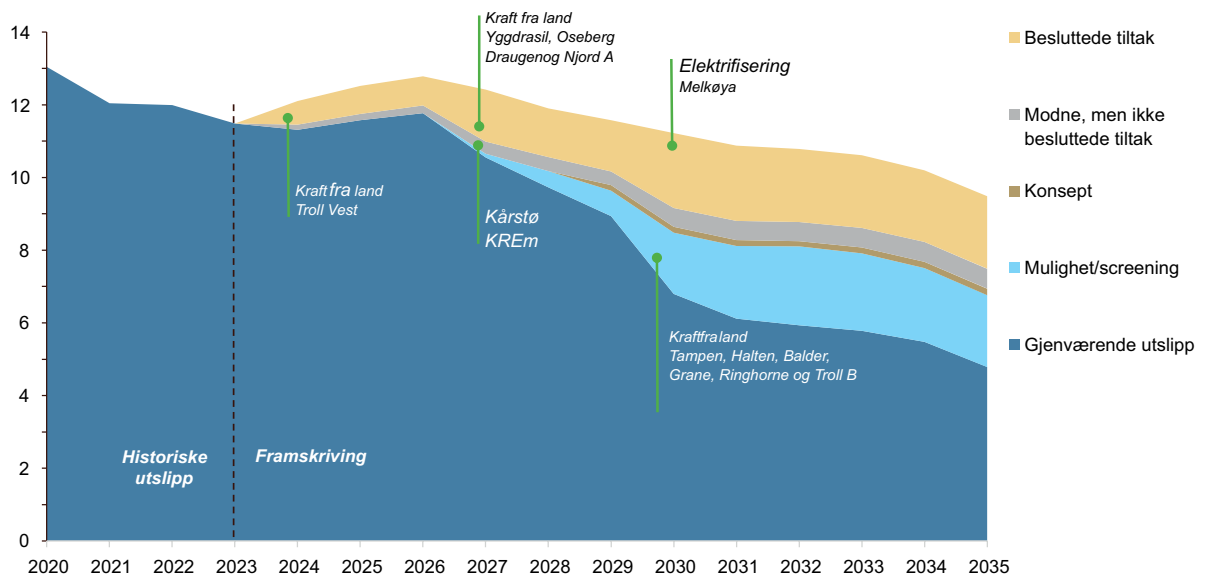
elektrifiseringsprosjekter som får effekt i 2030 er fortsatt i modenhetsskategorien *Mulighet/screening* som avventer godkjenning av tilknytning, eksempelvis Tampen og videre elektrifisering av Troll.

FIGUR

13

OVERSIKT OVER ULIKE ELEKTRIFISERINGSTILTAK MED BETYDELIG EFFEKT PÅ DE TOTALE KLIMAGASSUTSLIPPENE
Mt CO₂e/år

Kilde: KonKraft



Voksende kraftetterspørsel som følge av planlagte elektrifiseringsprosjekter er relevant for alle prisområdene utenom NO1. Figur 14 viser utviklingen i kraftbehovet fra sokkelen basert på planlagte elektrifiseringstiltak og tilknytning til prisområde. For alle prisområder ventes det at kraftbehovet vil øke betydelig fram mot 2030,

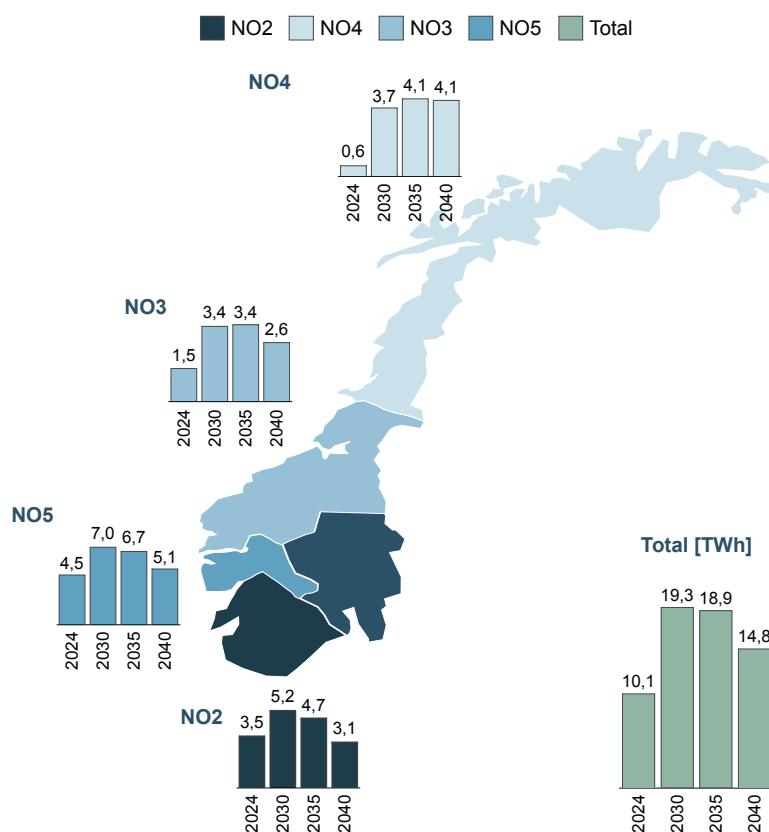
spesielt i NO3 og NO4. For alle prisområdene forventes det at kraftbehovet vil nå en topp mellom 2030 og 2035. Sett bort i fra NO4 forventes det mot 2040 en nedgang i kraftbehovet for alle prisområder ettersom produksjonen på sokkelen avtar. For NO4 antas det årlige kraftebhovet å holde seg stabilt på 2030-tallet.

FIGUR

14

UTVIKLING I KRAFTBEHOV FRA SOKKELEN BASERT PÅ TILKNYTNING TIL PRISOMRÅDE TWh

Kilde: Offshore Norge



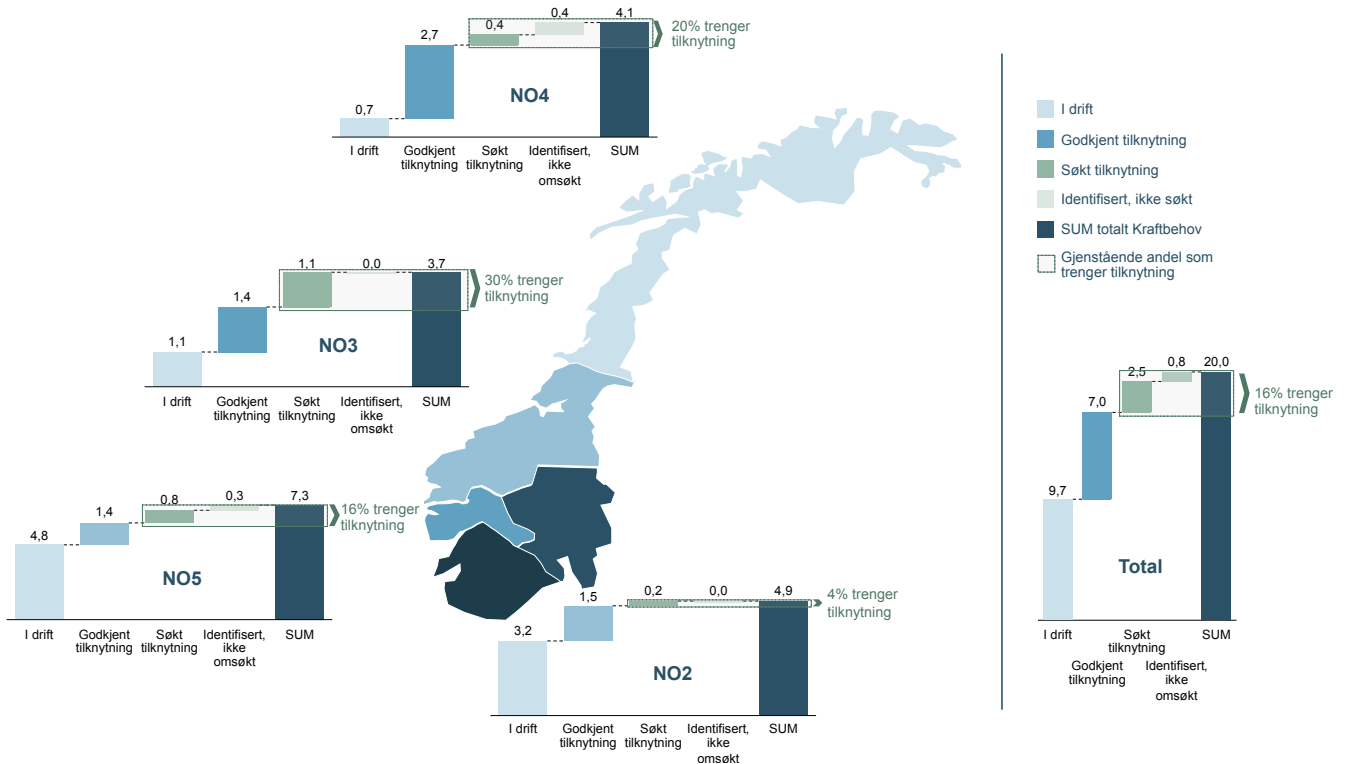
Figur: Utvikling i kraftbehov fra sokkelen basert på tilknytning til prisområde (inkluderer områder som er i drift i dag, har fått tilknytning, har omsøkt tilknytning og prosjekter som ikke har søkt om tilknytning).

Den antatt høyeste kraftetterspørselen fra norsk petroleumsvirksomhet nås i 2032. Figur 15 gir en oversikt over forventet kraftbehov fordelt på prisområder i 2032 og om det er gitt tilknytning eller ikke. Figuren viser at mye av kraftbehovet til elektrifisering av sokkelen allerede i stor grad er tatt høyde for i kraftsystemplaner og kun 16 prosent av forventet kraftbehov i 2032 gjenstår å få godkjent

tilknytning. Det vil være behov for å sikre krafttilgang til den gjenstående andelen prosjekter for å nå målet om 50 prosent utslippsreduksjon i 2030. Statnetts oversikt over tilknytningssaker viser at kraftbehovet innenfor landbasert industri, hydrogen/amoniakk og datasentre er størst. Elektrifisering av sokkelen står kun for 8 prosent av kraftbehovet som er omsøkt og med en høy andel reservert kapasitet.

FIGUR 15 KRAFTBEHOV I 2032 FORDELT PÅ I DRIFT, TILDELT OG OMSØKT TILKNYTNING TWh

Kilde: Offshore Norge



Figur: Kraftbehov i 2032 fordelt på områder med tilknytning og i drift i dag (lys blå), godkjent tilknytning (mørk blå), omsøkt tilknytning (mørk grønn) og identifiserte behov, men ikke omsøkt (lys grønn).



2.3.2 Fortsatt tilgang på kraft fra land er viktig for å gjennomføre kostnadseffektiv klimaomstilling

I forbindelse med de fleste utbygginger på norsk sokkel på 2000- tallet har myndighetene stilt krav om at operatørselskapene må vurdere kraft fra land som energiløsning. I tillegg er noen av installasjonene elektrifisert igjennom modifikasjonsprosjekter med mål om å sikre lønnsomheten og forlenget levetid på feltene. Kombinert med verdens høyeste karbonkostnad og krav til best tilgjengelig teknologi har dette medført at norsk olje og gass produseres med svært lave utslipp sammenlignet med andre lands olje- og gassproduksjon.

Helt siden klimamålene ble etablert i 2020 har KonKraft pekt på at kraft fra land er avgjørende for å nå 2030-målet. Stortingets heving av målet fra 40 til 50 prosent samme år bidro til å forsterke behovet. Med utgangspunkt i den høye karbonkostnaden på norsk sokkel er kraft fra land ofte det mest kostnadseffektive tiltaket. Andre tiltak som havvind og CCS vil være langt dyrere å gjennomføre og gi vesentlig lavere utslippsreduksjoner. Den pågående kraftdebatten og politiske signaler gir stor uforutsigbarhet i planleggingen av de store resterende klimatiltakene på sokkelen som er nødvendige for å nå 2030-målet.

Siden fjorårets rapport har det blitt enda mer krevende å sikre tilgang til kraft fra land. I Energidepartementets pressemelding i forbindelse med at ombygging av Draugen og Njord ble godkjent i desember 2023, skriver departementet blant annet at det generelt vil «[...] være vanskeligere for rettighetshaverne å beslutte, og få myndighetsgodkjent ombyggingsprosjekter til drift med kraft fra land fremover – blant annet fordi de kan ha uønskede følger for kraftsystemet.»⁸

Bortfall av kraft fra land som tiltak for utslippskutt på sokkelen kan sammenlignes med at man fjerner det mest effektive redskapet i verktøykassen.

Dersom kraft fra land ikke tillates som løsning for nye prosjekter på norsk sokkel, vil næringen måtte gjennomføre tiltak som, på tross av at norsk sokkel er pålagt verdens høyeste karbonkostnadsnivå, er kommersielt ulønnsomme for å nå klimamålene. Prosjekter vil kunne bli satt på hold og man må starte på nytt med løsninger som ikke er gjennomførbare innenfor tidsvinduet mot 2030. Resultatet kan bli avvikling av lønnsom olje- og gassproduksjon fra noen av disse feltene i tillegg til redusert eksport av energi til Europa og redusert verdiskapning for det norske samfunnet.

Dersom ikke-besluttede prosjekter som forutsetter kraft fra land ikke får godkjent tilknytning, vil det bli svært vanskelig for olje- og gassindustrien å nå målet om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030. Miljødirektoratets rapport "*Klimatiltak i Norge Kunnskapsgrunnlag 2024*" viser også viktigheten av å elektrifisere olje- og gass installasjoner for å nå nasjonale og olje- og gassindustriens klimamål.

Flere politiske partier har tatt til orde for at olje- og gassindustrien bør pålegges økt ansvar for å bygge ut ny fornybar kraft. I fjorårets reviderte nasjonalbudsjett kom regjeringspartiene til enighet med SV om at det høsten 2024 «[...] kommer tiltak for å kutte klimagassutslipp gjennom elektrifisering av oljeinstallasjoner med havvind.»⁹ og i mars 2024 fremmet Høyre og Venstre et representantforslag i Stortinget hvor de ber regjeringen innføre nye krav om at «[...] petroleumsnæringen selv må bidra med erstatningskraft ved nye elektrifiseringsprosjekter.»¹⁰ I mai inviterte regjeringen til et energipartnerskap med olje- og gassindustrien, representert ved KonKraft, i forbindelse med RNB 2024. Partnerskapet skal bidra til fortsatt utslippskutt og styrket kraftbalanse. Ettersom flere offshore olje- og gassinstallasjonene får kabelforbindelse til land, åpner dette også for at andre typer fornybar kraftproduksjon nært land eller på land kan forsyne installasjonene med fornybar energi.

⁸ Energidepartementet (2023) - Godkjenner ombygging av Draugen og Njord

⁹ SV (2023) - Enighet om revidert nasjonalbudsjett

¹⁰ Representantforslag 118 S (2023-2024)

2.4 Et forpliktende energipartnerskap kan bedre kraftbalansen og bidra til utslippskutt på sokkelen

Regjeringen inviterte KonKraft 13. mai til dialog om etablering av et energipartnerskap med mål om å bidra både til tiltak som bedrer kraftbalansen og til fortsatt utslippskutt på sokkelen. Energipartnerskapet ble også omtalt i revidert nasjonalbudsjett for 2024 hvor Regjeringen sier de: *“har en tydelig ambisjon om styrket kraftbalanse, der utbygging av havvind står sentralt, samt mål om et energipartnerskap mellom myndighetene og petroleumsnæringen for å løse kraft fra land-problematikken. Regjeringen vil derfor vurdere hvordan et energipartnerskap med petroleumsnæringen kan bidra både til å utløse tiltak som bedrer kraftbalansen, og gjennom det legge til rette for fortsatt klimaomstilling i petroleumssektoren.”*¹¹ KonKraft er positive til etableringen av et energipartnerskap og er klar til å raskt inngå samarbeidet for å finne forpliktende løsninger sammen med regjeringen på hvordan vi skal nå klimamålene for næringen, sikre mer kraft raskere, og for å utvikle offshorenæringen videre. For at vi skal lykkes med partnerskapet, er det avgjørende at regjeringen kommer tilbake med en forpliktende løsning i statsbudsjettet som legges frem til høsten med iverksettelse allerede fra 1. januar 2025.

Petroleumsindustrien vil i 2024 betale rundt 10 milliarder i CO₂-avgift. Frem til 2040 vil industrien i gjennomsnitt betale ca. 8 milliarder årlig. I tillegg kommer den europeiske kvoteprisen. CO₂-avgiften er ment som et insentiv for å redusere klimagasser og går nå direkte inn i Statens Pensjonsfond Utland (SPU). CO₂-avgiften er en omstillingsavgift som allerede har hatt betydelig effekt gjennom å redusere utslippene i Norge. Etter KonKrafts oppfatning så

bør CO₂-avgiften på sokkelen bidra til ytterligere utslippsreduksjoner i Norge gjennom nødvendig økt kraftproduksjon.

Et energipartnerskap med regjeringen kan sikre at vi både får bygget ut mer kraft og at klimamålene nås. Havvind er den kraftteknologien som vil gi mest kraft raskest og bør derfor prioriteres. KonKraft foreslår å bruke CO₂-avgiften som petroleumsindustrien betaler til staten til å bygge ut mer kraft med havvind og som et klimatiltak. For å sikre forutsigbarhet og langsiktighet for olje- og gassindustriens rammevilkår er det avgjørende å finne løsninger som står seg over tid.

Et energipartnerskap hvor det satses på havvind vil bidra til å industrialisere havvindsatsingen i Norge. Det vil ikke bare gi oss et konkurransefortrinn internasjonalt, men også gi forutsigbarhet for aktivitet og oppdrag i den norske leverandør-industrien som trenger aktivitet fra 2026. I tillegg vil et energipartnerskap kunne sikre at vi reduserer utslippene ved å elektrifisere olje- og gassprosjektene på sokkelen, hvor det er tidskritisk å ta investeringsbeslutninger som er nødvendige for å nå klimamålene.

KonKrafts forslag betyr at statens inntekter fra CO₂-avgiften kan utnyttes bedre for å bygge havvind som vil gi nødvendig kraft både offshore og til fastlands-Norge. Da vil CO₂-avgiften kunne få dobbel effekt. Først som insentiv til å kutte utslipp, deretter som virkemiddel for å bygge ut mer kraft. Hvor mye kraft som kan bygges ut vil avhenge av hvor stor del av CO₂-avgiften man velger å bruke.

Et forpliktende energipartnerskap vil også bidra til å styrke konkurransekraften på sokkelen framover slik at olje- og gassbransjen kan opprettholde energiekporten til Europa, med stadig lavere utslipp. Og det vil være med å sikre arbeidsplasser og inntekter til fellesskapet i tiårene framover.

¹¹ Regjeringen (13.05.2024), Inviterer til energipartnerskap for utslippskutt og styrket kraftbalanse



“KonKraft vil blant annet bygge ut mer havvind slik at vi får mer kraft til å elektrifisere for å redusere utslipp og bygge ny industri. Det haster å komme i gang slik at vi når klimamålene og styrker konkurransekraften til næringen.”

Jørn Eggum

Forbundsleder, Fellesforbundet



“LO og NHOs Kraftløftet viser at Norge kan gå mot et underskudd på den nasjonale kraftbalansen allerede om tre-fire år, med mindre vi øker tilgangen på fornybar kraft og bygger ut mer nett i Norge. I tillegg vil oppdragene i leverandørindustrien avta omtrent samtidig.”

Ole Erik Almlid

Administrerende direktør, NHO



“Vi trenger mer kraft hvis vi skal redusere utslipp, sikre arbeidsplasser og konkurranseevne. Nå tar vi i bruk trepartssamarbeidet for å finne løsninger. Vi trenger havvind hvis vi skal lykkes!”

Peggy Hessen Følsvik

LO-leder



“Elektrifisering kombinert med utbygging av havvind sikrer samtidig arbeidsplasser i den norske leverandørindustrien. Det er avgjørende at vi lykkes med å kutte utslipp uten å sende industrien utenlands. Den norske leverandørindustrien er svært motivert til å bidra, og trenger aktivitet fra 2026 og vi har håp om at et energipartnerskap kan bidra til raske avklaringer av tiltak som kan sette fart i utbygging av ny energi fra havet.”

Harald Solberg

Administrerende direktør, Norsk Industri

Handlingsplanen for grønn skipsfart har satt mål om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske, hvor den maritime aktiviteten i petroleumsnæringen inngår



3

REDUSERTE UTSLIPP FRA MARITIME OPERASJONER

For 2023 er utslippene fra offshore maritime operasjoner estimert til 1,73 Mt CO₂, en nedgang på 7 prosent fra 2022 og 18 prosent lavere enn i 2008. Utslippene fra offshore-fartøyene og tankere har ligget nokså stabilt sammenlignet med foregående år, mens utslippene fra mobile rigger har sett en betydelig nedgang blant annet som følge av energieffektiviseringstiltak og erfaringsgevinster.

Selv om utslippene fra offshorefartøy har holdt seg stabilt fra 2022 til 2023, ser man en endring i utslippsmønsteret, fallende utslipp fra forsyningsfartøy veies opp for med økte utslipp innenfor andre fartøyskategorier i segmentet. Tar man hensyn til aktivitet innenfor offshore-fartøy ser man likevel at utslippsintensiteten fortsatt er på en nedadgående trend. Økt bruk av landstrøm og energieffektivisering er viktige tiltak som i dag bidrar til å redusere utslippene

fra offshorefartøyene, men bruken kan bli enda bedre. I 2023 økte eksempelvis andelen landstrømtimer med 7 prosent sammenlignet med 2022 og landstrømutnyttelsen for offshorefartøyene var anslått til 60 prosent av timene fartøyene tilbringer i havn.

Årets rapport inneholder også det første utkastet til en basisprognose for offshore maritim aktivitet til 2035. Prognosen vil videreutvikles og bli benyttet som et første grunnlag for å starte diskusjoner blant annet om hva som er aktuelle målsetninger for utslippskutt for offshore maritime segmenter fremover. Særlig viktig for bransjens klimaarbeid fremover blir også utformingen av lav- og nullutslippskrav for offshorefartøy fra henholdsvis 2025 og 2029, og utformingen av et maritimt klimapartnerskap mellom bransjen og myndighetene.

3.1 Målsetting for utslipp fra maritime operasjoner

Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart har satt mål om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 i innenlands sjøtransport og fiske, hvor den maritime aktiviteten i petroleumsnæringen inngår. I 2020 lanserte Norges Rederiforbund også egne klimamål for 2030 og 2050.¹²

Som en del av KonKrafts klimastrategi i 2020 ble det vedtatt at norsk olje- og gassnæring skal, sammen med rederier og riggeiere, være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar aktivt til oppnåelse av målet i Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart om 50 prosent utslippsreduksjon. Det er varslet egne lav- og nullutslippskrav for offshorefartøy med innfasing fra 2025 og 2029.

3.2 Metoden er videre forbedret i årets rapport

Det er tre hovedsegmenter av fartøy som er inkludert i KonKrafts rapportering av offshore maritime utslipp:

- **Offshorefartøy:** Forsyningsfartøy (PSV), ankerhåndtering- og seismikkfartøy og andre offshorefartøy (eks. konstruksjonsfartøy og dykkefartøy)
- **Mobile rigger:** Jack-up, semisub, drilling -rigg / fartøy
- **Olje- og gasstankere:** Shuttle-tankere, råoljetankere, produkttankere (olje), LNG / CNG / LPG og kombinasjonstankere (gass)

I fjorårets statusrapport ble det gjort en viktig metodeforbedring ved at resultatene for offshore-

fartøyene for første gang ble basert på detaljerte sanntidsdata fra VPS¹³ sin Maress-programvare for analyse av driftsprofil, drivstofforbruk, utslipp mm. som er installert på fartøyene. Metodeforbedringen ga høyere presisjonsnivå på totalutslippene og gjorde det mulig å bryte utslippene fra offshorefartøyene ned på driftsprofil og måle effekten av utslippsreduserende tiltak.

I årets rapport er antall fartøy med direkterapporterte data enda høyere (nesten 70 prosent), og VPS har i tillegg utviklet dataverktøy for å analysere de resterende fartøyene gjennom matching av bevegelsesmønster, skipstype og driftsprofil. Analysene av aktivitetstimer og utslipp er i år brutt videre ned på ulike fartøysgrupper og flere operasjonsmoduser.

Datakvaliteten blir bedre for hvert år og det er gjort enkelte justeringer i tidligere års data der oppdaterte tall er tilgjengelige. Kvaliteten på dataene er for årene 2019-2023 betydelig bedre enn for referanseåret 2008, som det på grunn av manglende historiske utslippsovervåking og -tall er knyttet større usikkerhet til. Estimater på 2,1 Mt CO₂ i 2008 er usikkert, men ansees fortsatt som det best tilgjengelige anslaget.

3.3 Utslippene faller på tross av høyt aktivitetsnivå

Figur 16 viser de samlede innenriksutslippene fra offshore maritim aktivitet¹⁴ de siste årene og i referanseåret 2008. Fra 2022 til 2023 falt utslippene med 7 prosent, og sammenlignet med 2008 ligger utslippene fra offshore maritim aktivitet nå 18 prosent lavere. Offshorefartøy utgjør godt over halvparten av de samlede maritime utslippene i 2023.

¹² Norges Rederiforbunds klimastrategi (2020)

¹³ VPS er et analyse- og rådgivningsselskap som leverer tjenester innen digitale verktøy, drivstofftesting og maritim dekarbonisering. www.vpsveritas.com

¹⁴ Innenriks maritime aktiviteter knyttet til norsk olje- og gassvirksomhet er definert som trafikk mellom norske havner og/eller offshoreinstallasjoner på norsk sokkel. Det inkluderer dermed seilinger mellom havner i Norge, mellom offshoreinstallasjoner, mellom havner og offshoreinstallasjoner, samt opphold i havn eller ved offshoreinstallasjoner.

Utslippene fra de mobile riggene utgjør noe over 30 prosent, mens olje- og gasstankere står for i overkant av 10 prosent.

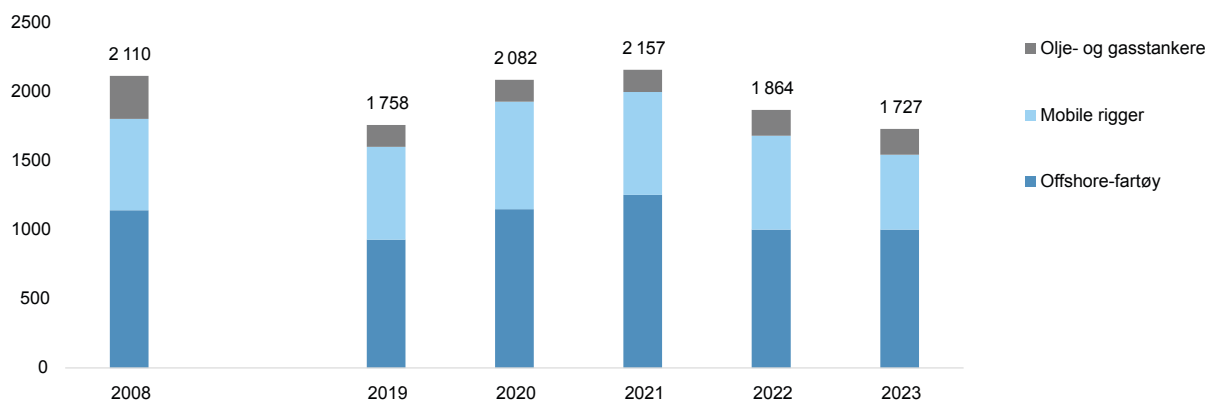
Figur 17 viser utviklingen i årlige innenriks utslipp i norsk økonomisk sone (NØS) fra de ulike fartøyssegmentene for årene 2019- 2023. Endringen i de samlede maritime utslippene fra 2022 til 2023 for offshorefartøy og olje- og gasstankere er liten. Men mellom underkategoriene av offshorefartøy har det vært ulik utvikling, noe som diskuteres mer i detalj senere i rapporten.

For mobile rigger ser vi at det har vært en betydelig nedgang i utslippene over de siste årene, inkludert mellom 2022 og 2023. Fra et toppnivå i 2020 har utslippene falt med nesten 30 prosent, og bare det

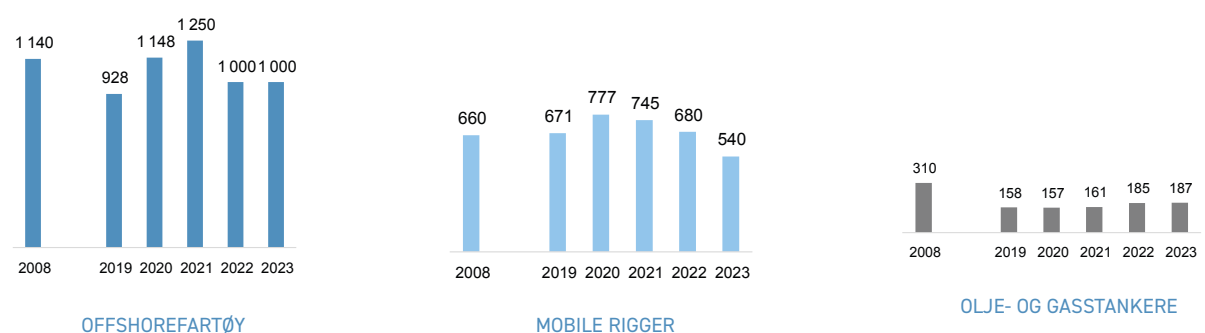
siste året har vi sett en nedgang på 20 prosent som også gjelder målt mot referanseåret 2008.

Utslippene fra rigger er aktivitetsavhengige og kan variere betydelig fra år til år også uten at det gjennomføres utslippsreducerende tiltak. Riggutslippene er knyttet til boreaktivitet, både av produksjons- og letebrønner. Nedgangen i riggutslipp siden 2020 later dels å skyldes redusert aktivitet, men nedgangen kan også tilskrives energieffektiviseringstiltak og andre utslippsreducerende tiltak. Eksempelvis ser man et forholdsvis likt antall produksjons- og letebrønner i 2022 og 2023, mens utslippene falt betydelig i samme periode. Ifølge bransjen kan utslippsreduksjonene trolig tilskrives summen av flere faktorer, herunder energiledelse og

FIGUR 16 UTVIKLING I UTSLIPP FRA OFFSHORE MARITIM AKTIVITET HISTORISK (2008) OG SISTE FEM ÅR (2019-2023) Kilde: VPS, DNV og Footprint
1000t CO₂



FIGUR 17 UTVIKLING I CO₂-UTSLIPP PER FARTØYSEGMENT 2019-2023 Kilde: VPS, DNV og Footprint
1000t CO₂



erfaringsgevinster på felter med lengre tids boreaktivitet. Flere av rederiene har jobbet godt med å redusere energiforbruket fra mobile rigger de siste årene, og kontraktsinsentiver for redusert drivstofforbruk over flere år gir nå utslippsgevinster.

Eksempelvis ser man på Ekofisk-feltet en tydelig nedgang i utslipp per aktivitet for jack-up riggene West Elara og Linus som følge av energiledelsestiltak de siste årene. Riggene har redusert CO₂-utslippene med 20-30 prosent per fat boret fra 2022 til 2023. Reduksjonene er blant annet knyttet til mekaniske forbedringer i brennoljeseparator og hydraulisk kraftenhet, forbedringer knyttet til energioptimalisering, styring og digitalisering relatert til boreautomatisering, varmesporing og varmeapparater samt implementering av K-IMS (Kongsberg Information Management System).

Riggen Transocean Enabler som de siste årene har vært på kontrakt for Equinor vil også med en rekke gjennomførte og planlagte tiltak redusere energiforbruket med anslagsvis 20-25 prosent per dag i drift. I perioden 2022 og 2023 ble det gjennomført flere energieffektiviseringstiltak, det ble installert avansert styring av dieselgeneratorene som øker effektiviteten, og elektrisk oppvarming ble byttet ut med et varmtvannssystem som gir varmegjenvinningsgevinster. I tillegg vil tiltak som frekvensstyring på kjølepumper og optimalisert varmekabelstyring planlagt for 2024 bidra til redusert energiforbruk.

Et annet eksempel er Odfjell Drilling som ser en nedgang på 30 prosent i absolutte utslipp for sin riggflåte målt mot referanseåret 2019. Flåten har sett en tydelig reduksjon i CO₂-utslipp, mye på grunn av mer effektiv boring. En ny forankringsfilosofi med tilhørende ombygginger har ført til mindre energibruk for forankring ved mindre bruk av thrusters. I tillegg har ombygging av riggen inkludert installasjon av et hybridisert kraftsystem ført til bruk av færre generatorer og til et betydelig redusert kraftforbruk knyttet til kjøling.



Deepsea Atlantic Foto: Odfjell Drilling

NOx-fondet med formål om å kutte NOx-utslipp i næringslivet har også bidratt til å redusere CO₂-utslipp fra rigger de siste årene. I 2023 var det i overkant av 30 rigger som rapporterte til fondet. Rapportering til fondet viser for 2023 en akkumulert CO₂-reduksjon på ca. 100 000 tonn CO₂ på sokkelen fra tiltak på rigger som har mottatt støtte fra NOx-fondet.

Utslipp fra mobile rigger er tett knyttet til andre offshorefartøy og logistikk. Riggens lagringskapasitet og værforhold har stor innvirkning på totale utslipp. For å realisere ytterligere utslipp fra mobile rigger i årene fremover og realisere reduksjonsmålet på norsk sokkel, er større industriløsninger og et verdikjedeperspektiv nødvendig.

3.4 Dypdykk – utslipp og aktivitet fra offshorefartøy

Offshorefartøyene stod for over halvparten av de samlede utslippene fra offshore maritim sektor i 2023. Fartøysegmentet består av forskjellige fartøy med svært ulike oppdrag og driftsprofiler. Detaljerte brukerdata fra VPS gir økt innsikt i utslipp og aktivitet fra fartøysegmentene. Utslippene fra offshorefartøy kan brytes ned i tre undergrupper:

- Forsyningsfartøy (PSVer)
- Ankerhåndterings- og seismikkfartøy
- Andre offshorefartøy, herunder konstruksjons-, støtte-, beredskaps-, kabelleggings- og brønnintervensjonsfartøy.

Figur 18 viser antall offshorefartøy innen hver av disse tre undergruppene som var aktive innenriks i norsk økonomisk sone i 2023. Det er samlet sett 372 fartøyer, hvorav 132 forsyningsfartøy, 127 andre offshorefartøy, og 113 ankerhåndterings- og seismikkfartøy.

I 2023 sto offshorefartøyene for 1,3 millioner aktivitetstimer og 1 million tonn CO₂. Figur 19 viser fordelingen av timer og utslipp per fartøyskategori.

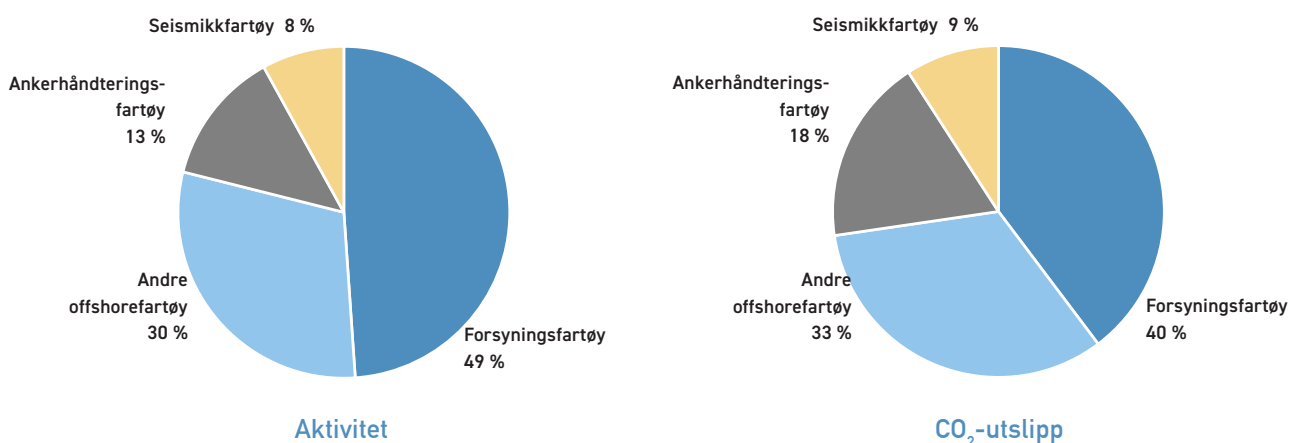
18 ANTALL FARTØY PER OFFSHORE UNDERSEGMENT

Kilde: VPS



19 FORDELING AV AVKTIVITETSTIMER OG CO₂-UTSLIPP PER FARTØYSKATEGORI INNENFOR OFFSHOREFARTØY

Kilde: VPS



3.4.1 Stabile utslipp fra offshorefartøy - fallende utslipp fra forsyningsfartøy oppveid av økte utslipp fra andre segmenter

Figur 20 viser utvikling i utslipp fra hvert av de tre undersegmentene av offshorefartøy siden 2019. Hele perioden sett under ett har utslippene fra forsyningsfartøy falt med omkring 10 prosent, mens for ankerhåndterings- og seismikkfartøy og andre offshorefartøy har utslippene økt med henholdsvis 15 og 33 prosent.

Fra 2022 til 2023 falt utslippene fra forsyningsfartøy med 17 prosent, ankerhåndterings- og seismikkfartøyene økte med 35 prosent, mens det kun var en mindre økning for andre offshorefartøy.

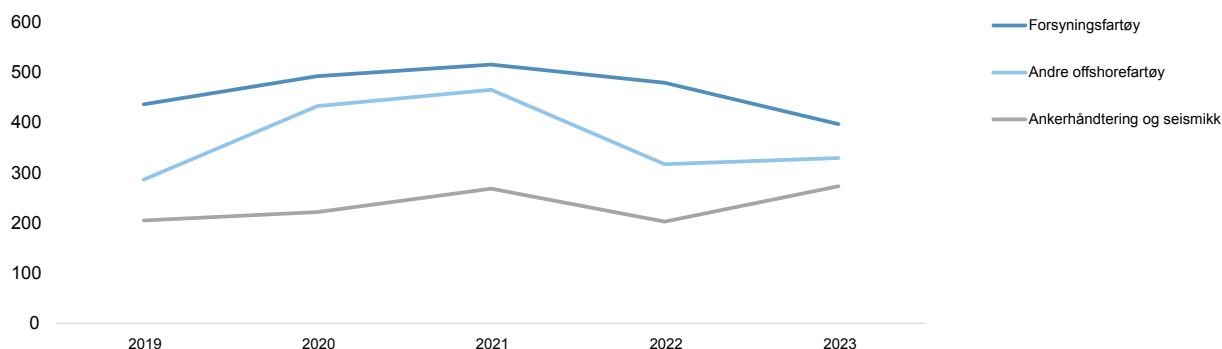
Utvikling i antall driftstimer for de tre segmentene kan sees i Figur 21. Her ser vi at timeantallet har økt mest for andre offshorefartøy, mens det ligger mer stabilt for forsyningsfartøy og ankerhåndterings- og seismikkfartøy fra 2022 til 2023.

FIGUR

20

UTVIKLING I CO₂-UTSLIPP PER SEGMENT AV OFFSHOREFARTØY 2019-2023
1000t CO₂

Kilde: VPS

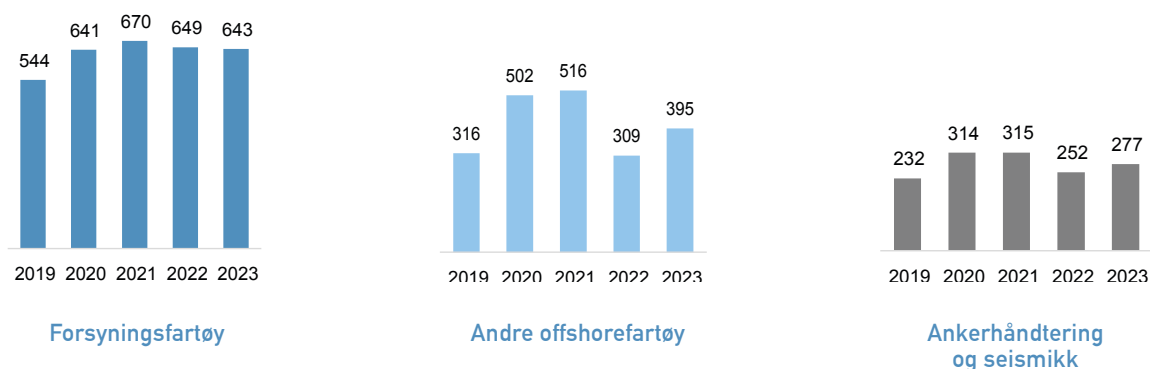


FIGUR

21

DRIFTSTIMER PER OFFSHORE FARTØYSEGMENT 2019-2023
1000 timer

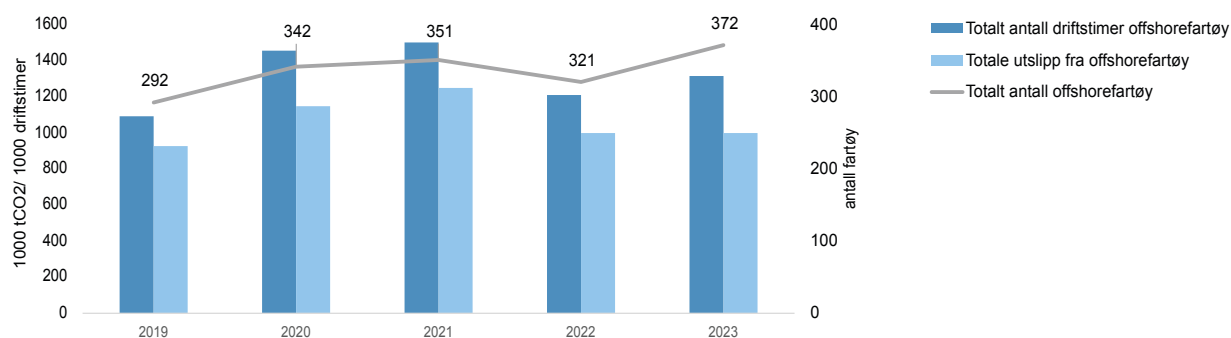
Kilde: VPS



Utslippene fra offshorefartøyene varierer med aktivitetsnivået, altså aktivitetstimer, antall aktive skip og den årlige sammensetningen av tjenester fra ulike skipstyper. Denne samvariasjonen fremgår tydelig av Figur 22 og Figur 23, som viser antall driftstimer og utslipp fra innenlandske offshorefartøy for 2019-2023.

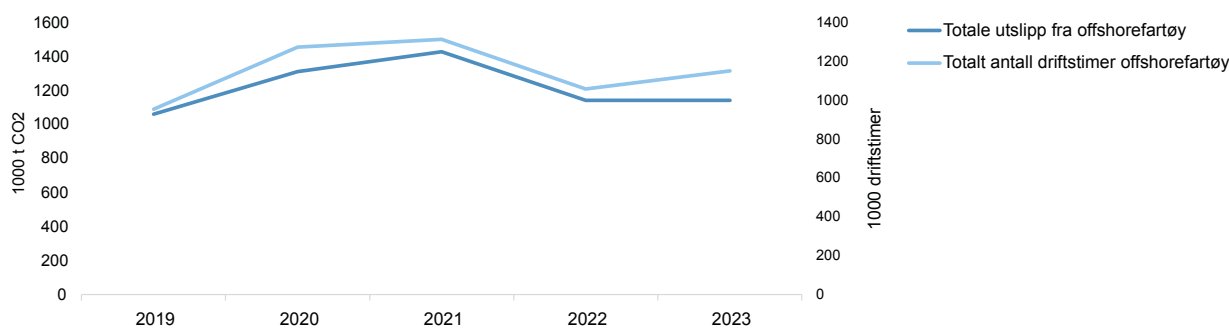
FIGUR 22 UTVIKLING I AKTIVITET OG UTSLIPP FOR OFFSHOREFARTØY 2019-2023
1000t CO₂/ 1000 driftstimer og antall fartøy

Kilde: VPS



FIGUR 23 DRIFTSTIMER OG UTSLIPP FRA OFFSHOREFARTØY 2019-2023
1000t CO₂ og 1000 driftstimer

Kilde: VPS



3.4.2 Utslippsintensiteten fra offshorefartøyene fortsetter å falle

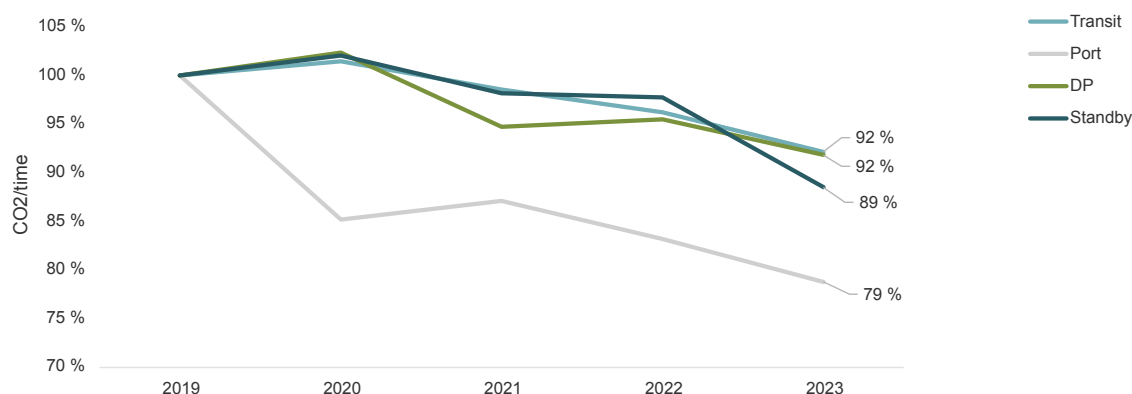
Klimagassutslippene fra offshorefartøyene varierer med aktivitetsnivået. I tillegg til å måle de absolutte utslippene fra segmentene, er det derfor også viktig å måle utviklingen i fartøyenes utslippsintensitet, det vil si utslipp per time og aktivitet. Figur 24 viser at utslipp per time har falt i perioden 2019-2023 for offshorefartøyene i hver av de fire operasjonsmodusene (transit, DP, standby og port).¹⁵

¹⁵ Transit: Reiser til og fra installasjoner/ oppdrag, DP: Dynamisk posisjonering (holde skip i ro på gitt punkt ifm operasjoner), Standby: støtte eller beredskap, Port: I havn

Figur 25 viser fordelingen mellom hvordan skipene tilbringer tiden sin og hvor utslippene skjer. Offshoreflåten tilbringer opp mot 40 prosent av tiden i havn, men kun 11 prosent av utslippene skjer her. Til sammenligning skjer nesten 50 prosent av utslippene på reiser til og fra installasjoner (transit), selv om dette utgjør kun 22 prosent av operasjonstimene.

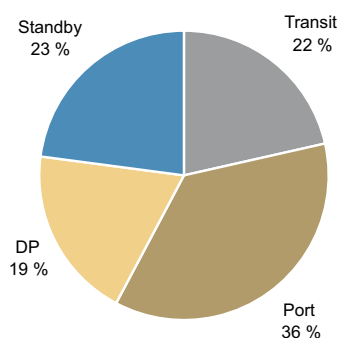
FIGUR 24 UTSLIPPSINTENSITET FOR OFFSHOREFARTØYENE FRA 2019 TIL 2023
Prosent av CO₂/time i 2019

Kilde: VPS

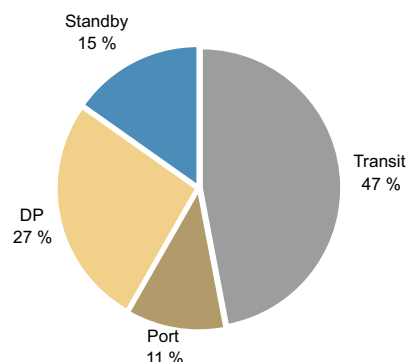


FIGUR 25 FORDELING AV DRIFTSTIMER OG UTSLIPP PÅ OPERASJONSMODUSER FOR OFFSHOREFARTØY

Kilde: VPS



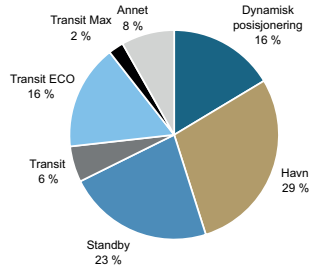
Fordeling av driftstimer for offshorefartøy 2023



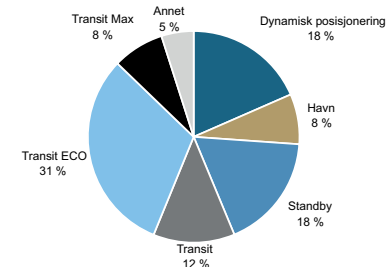
Fordeling av utslipp fra offshorefartøy 2023

I årets rapport gir nytt datagrunnlag mulighet til å bryte driftstimer og utslipp videre ned på fire fartøyskategorier og syv operasjonsmoduser.

FORSYNINGSFARTØY (2023)

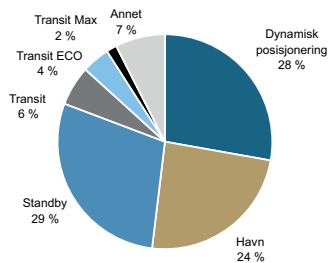


Tidsbruk fordelt på operasjonsmodus

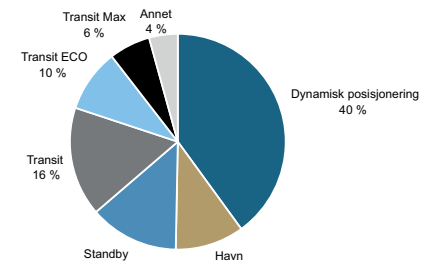


CO₂-utslipp fordelt på operasjonsmodus

ANDRE OFFSHOREFARTØY (2023)

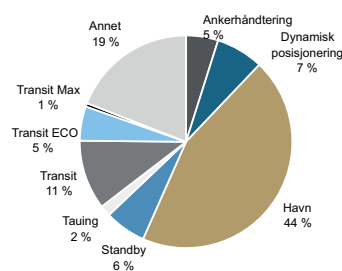


Tidsbruk fordelt på operasjonsmodus

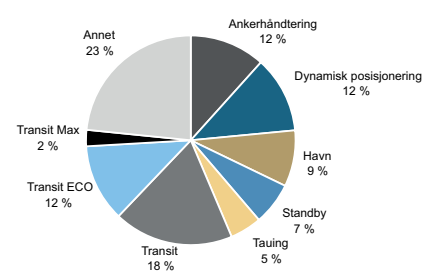


CO₂-utslipp fordelt på operasjonsmodus

ANKERHÅNTERINGS- FARTØY (2023)

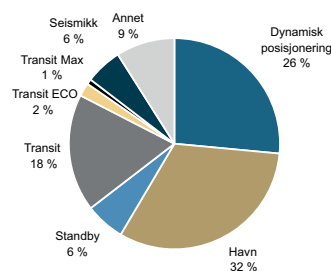


Tidsbruk fordelt på operasjonsmodus

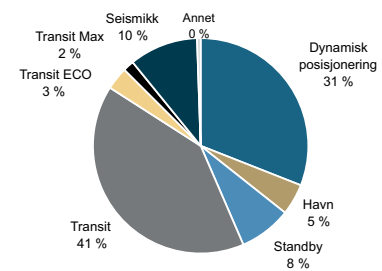


CO₂-utslipp fordelt på operasjonsmodus

SEISMIKKFARTØY (2023)



Tidsbruk fordelt på operasjonsmodus



CO₂-utslipp fordelt på operasjonsmodus

3.4.3 Økt bruk av landstrøm gir viktige bidrag til utslippskutt for offshorefartøyene

Bruken av landstrøm har økt betydelig de siste årene og fortsetter å øke. Figur 26 viser utviklingen i antall landstrømtimer for et representativt utvalg fartøyer og andel landstrømtimer som estimert andel av totale timer i havn. Fra 2022 til 2023 økte andelen landstrømtimer med 7 prosent og VPS anslår at utnyttelsen av landstrøm er på 60 prosent av timene fartøyene tilbringer i havn. I Norge er det daglige gjennomsnittsforbruket av drivstoff for offshorefartøy i havn 2,5 tonn, men et økende antall fartøyer har redusert forbruket til godt under 1 tonn per dag som tyder på at landstrøm har blitt den viktigste energikilden for disse fartøyene når de ligger til havn.

Den økende bruken av landstrøm er den klart viktigste driveren bak de 21 prosentene forbedring i utslipp per time i havn som vist i Figur 24.

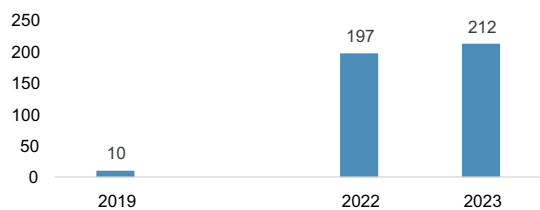
Flere fartøyer melder om et sterkt ønske om å benytte landstrøm og det er fremdeles et stort potensial for ytterligere å øke landstrømoppkoblingen. Bruken av landstrøm kan i første rekke øke ved å bygge ut anlegg på flere kaiplasser, både på offshorebaser og på alternative kaianlegg. Effektive og standardiserte oppkoblingsrutiner samt operasjonell stabilitet vil også øke landstrømbruken.

FIGUR

26

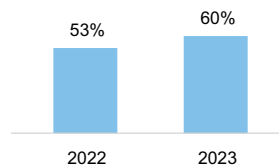
LANDSTRØMTIMER OG ANDEL AV TOTAL TID I HAVN
1000 timer

Kilde: VPS



Stor økning i landstrømtimer

Gjelder offshorefartøyene som bruker Maress (70% av flåten)



Større del av tid i havn

Estimert landstrømbuk for hele flåten
(landstrømtimer som andel av total tid i havn)

VPS anslår at utnyttelsen av landstrøm er på 60 prosent av timene fartøyene tilbringer i havn

3.4.4 Norsk sokkel ledende innen hybridfartøy med batterier, men trolig rom for økt utnyttelse

Batterier bidrar til utslippskutt og på sitt beste har enkeltfartøyer oppnådd opp til 35 prosent forbedring i drivstofforbruk etter installasjon. Norsk sokkel står for en betydelig del av den globale bruken av batterihybride offshorefartøy. Over halvparten av de 107 batterihybride offshorefartøyene som var i operasjon globalt i 2023¹⁶, opererte på norsk sokkel.

Av de fartøyene som var i drift på norsk sokkel i fjor utgjorde forsyningsfartøy de aller fleste (46). I tillegg var det åtte konstruksjonsfartøy og et ankerhåndteringsfartøy med batterihybrid.

Imidlertid viser brukerdata fra VPS at gjennomsnittsforbedringen for enkelte skip og innenfor visse driftsprofiler kan være under 5 prosent og godt under designmålsettingen på 15-20 prosent. Bedre rutiner, opplæring og bruk av analyseverktøy er avgjørende for å hente ut full effekt og utløse videre utslippskutt.

16 Kilde: Clarksons



SEVEN VIKING er et skip som har oppnådd høy effektivitetsforbedring ved å ta i bruk batterier. Foto: Eidesvik

3.4.5 Fortsatt energieffektiviseringspotensial for offshoreflåten på norsk sokkel

VPS anslår et samlet maksimalt utslippsreduksjonspotensial knyttet til energieffektivisering i offshoreflåten på 40 prosent i 2030 målt mot 2008-nivået. Potensialet kan realiseres ved optimal bruk av operasjonelle tiltak som farts- og ruteoptimalisering, samt bruk av landstrøm og batterier.

Potensialet for utslippsreduksjoner varierer mellom operasjonsmodusene. For opphold i havn anslår VPS et potensial for utslippsreduksjoner på 100 prosent, for standby 70 prosent, for dynamisk posisjonering (DP) 30 prosent og for transit 20 prosent. Samlet sett

vil en realisering av det maksimale potensialet i hver operasjonsmodus, sammen med logistikkplanlegging, kunne gi utslippsreduksjoner på 40 prosent for offshorefartøyene i 2030 målt mot utslippene i 2008. For å utløse dette potensialet er også forbedringer blant annet knyttet til infrastruktur nødvendig.

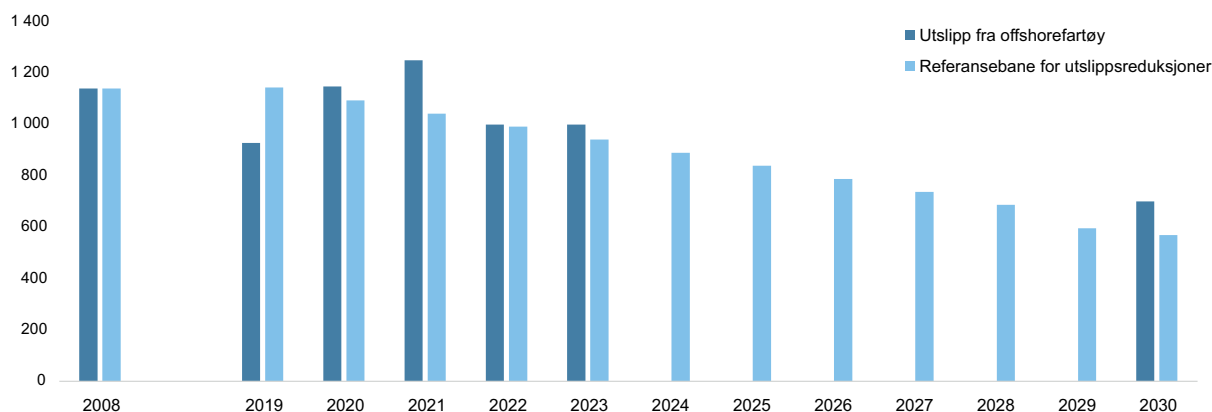
Figur 27 illustrerer en referansebane for klimagassutslippene fra offshorefartøyene dersom det maksimale potensialet hentes ut for samtlige operasjonsmoduser. Ytterligere utslippsreduksjoner kan oppnås ved bruk av nullutslippsdrivstoff og ved innfasing av energieffektive skipsdesign.

FIGUR

27

VURDERING AV SAMLET MAKSIMALT UTSLIPPSREDUKSJONSPOTENSIALE FOR OFFSHOREFARTØY FREM MOT 2030 (1000t CO₂)

Kilde: VPS



3.4.6 Alternative drivstoff

I oktober 2023 ble det innført et omsetningskrav for biodrivstoff på 6 prosent innen sjøfart.

Omsetningskravet vil trolig redusere utslippene fra offshorefartøyene i årene fremover, men reduksjonspotensialet avhenger av hvilken andel av totalvolumet leverandørene tilbyr offshorefartøy, hvor fartøyene velger å bunkre og om omsetningskravet økes videre.

ISCC-sertifisert flytende naturgass (LNG) er et alternativ som nå vurderes der dette tilbys og det ikke finnes stabil tilgjengelig flytende biogass (LBG) fra lokale verdikjeder. Begge disse produktene kan dra nytte av den godt utbygde LNG-infrastrukturen i nærheten av offshore forsyningsbaser og kan være aktuelle for deler av LNG-flåten.

For å gå over til alternative drivstoff som ammoniakk og metanol på offshoreflåten mot 2030, må det utvikles en bunkringsinfrastruktur som muliggjør sikker bunkring og ivaretar behovet for effektive logistikkoperasjoner. Det må også sikres stabil produksjonskapasitet av alternative drivstoff, blant annet metanol og grønn eller blå ammoniakk. Følgelig må produksjonskapasiteten for drivstoff bygges opp parallelt med bygging av skip som kan benytte alternative drivstoff på fartøysiden. Slik kan man raskt dra nytte av de investeringene som nå planlegges innen offshoresegmentet.

Operatører, rederier og eiere av aktuelle bunkringslokasjoner må samarbeide med myndighetene for å finne de rette tekniske løsningene som kan betjene en offshoreflåte drevet på alternative drivstoff og uten å virke konkurransevridende. For å spre økonomisk risiko og sikre et stort maritimt sluttbrukermarked for alternative drivstoff, bør ny drivstoffinfrastruktur også legges til rette for andre fartøysegmenter.

**Det må sikres en stabil
produksjonskapasitet av grønn og
blå ammoniakk**

3.4.7 Utslippsreducerende tiltak for offshore maritim virksomhet

Det arbeides med en rekke ulike tiltak for å redusere utslippene fra offshorefartøyene. Noen eksempler:

Case 1: Store utslippsbesparelser fra logistikkplanlegging ved flytting mellom markeder

På en forflytning av konstruksjonsskipet Normand Superior mellom markeder (såkalt long transit) oppnådde Solstad Offshore nylig en besparelse på 73 tonn drivstoff gjennom redusert fart, ruteplanlegging, propellvask og andre operasjonelle tiltak. Besparelsen tilsvarer minst 30 prosent i tonn drivstoff pr. nautisk mil sammenlignet med vanlig fart under forflytning.



Normand Superior
Foto: Solstad Offshore

Case 2: Samarbeid om operasjonsplanlegging gir utslippskutt i Dusavika

Innenfor operasjonsplanlegging er det fremdeles store oppsider med å redusere behovet for antall fartøy i en operasjon så vel som å optimalisere fart og ruteplanlegging. Det er flere eksempler på operatørsamarbeid innen offshore forsyning. I 2023 startet for eksempel Equinor og Vår Energi en pilot på logistikksamarbeid ut fra Dusavika forsyningsbase. Pilotens mål er blant annet en betydelig reduksjon i totalt antall fartøyressurser og å sikre en helhetlig logistikkplanlegging som sikrer energieffektiv fartøyutnyttelse, og derigjennom reduserte utslipp.



Basen i Dusavika
Foto: NorSea

Case 3: VPS sommerkampanje for utslippsreduksjoner

Sommeren 2023 arrangerte VPS en sommerkampanje med deltagelse fra over 100 fartøy der formålet var å finne tiltak for utslippskutt gjennom samarbeid, deling av beste praksis og smart bruk av data. I løpet av kampanjen på to måneder ble det oppnådd utslippskutt på 10 000 tonn CO₂. Etter fjorårets suksess er det besluttet å organisere en sommerkampanje i 2024 der 12 selskap med mer enn 300 fartøy og over 4 000 sjøfolk er engasjert.¹⁷

¹⁷ [VPS \(2023\) - Unprecedented collective action slashes 10.000 tons of CO2 emissions](#)



Stril Barents - ett av vinnerfartøyene i 2023-kampanjen
Foto: Møkster Shipping

Case 4: DOF Digital Fleet skal bidra til optimalisering av maritime operasjoner

Med digitaliseringsprosjektet Digital Fleet har DOF utviklet en avansert plattform for innsamling og integrering av data som kan brukes til optimalisering av operasjoner på land og offshore. Tilgang til operasjonsdata gjør det mulig å sette i gang nye prosjekter raskt, og selskapet jobber med nye moduler på blant annet kondisjonsbasert vedlikehold, automatisk drivstoffrapportering, skrogvask og ruteplanlegging. I tillegg forenkler plattformen bærekraftsrapportering og gir en god, løpende oversikt over utslipp.



DOF Digital Fleet
Foto: DOF

Case 5: Lav- og nullutslippsdrivstoff og -teknologi skal ta offshore maritime utslipp mot null, de første nye fartøyene er under bygging

Energieffektivisering og mer effektive operasjoner har vært og vil fortsatt være viktig for å kutte utslipp de kommende årene, men fartøy må ta i bruk lav- og nullutslippsdrivstoff for å gå mot null. Nye fartøy må være klare for å ta i bruk lav- og nullutslippsdrivstoff og eksisterende fartøy må bygges om der det er hensiktsmessig.

Planlagte og potensielle prosjekter for retrofit av fartøy vurderes kontinuerlig opp mot potensialet for utslippsreduksjoner, fartøyenes forventede gjenværende operasjonstid, og tiltakskost for hvert prosjekt. I hvilken grad retrofit av eksisterende flåte er et nødvendig teknologisk mellomsteg før en bred flåtefornyelse basert på nullutslippsteknologi vil avhenge av energibærer og valgt teknologi. Med utgangspunkt i offshoreflåtens aldersprofil er det et begrenset akkumulert reduksjonspotensial gjennom en bred retrofit-strategi. Equinor viser til at porteføljen av forsyningsfartøy på langtidskontrakt kan bli en nullutslippsportefølje i 2040 med en naturlig utfasing av fossile fartøy, innfasing av nye fartøy på alternative drivstoff i kombinasjon med justeringer i aktiviteten på norsk sokkel.

Equinor har bygget inn slike muligheter i en forespørsel om forsyningsfartøy og ammoniakk-teknologi. Equinor prioriterer i første rekke forsyningsflåten i avkarboniseringen av offshoresegmentet. Med utgangspunkt i offshoreflåtens aldersprofil ser Equinor et begrenset akkumulert reduksjonspotensial gjennom en bred retrofit-strategi. I en naturlig utfasing av fossile fartøy, samt justeringer i aktiviteten på norsk sokkel, kan porteføljen av forsyningsfartøy på langtidskontrakt bli en nullutslippsportefølje i 2040.

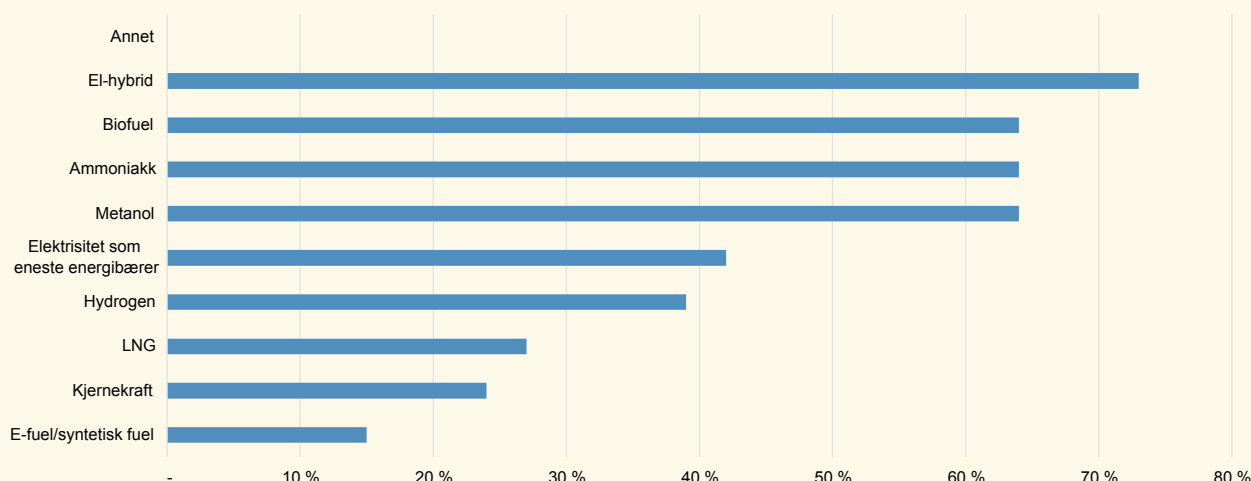
Flere av rederiene vurderer også flere lav- og nullutslippsdrivstoff og -teknologier for å nå utslippsmålene innen 2050. I Rederiforbundets årlige Konjunkturrapport kartlegges hvilke typer drivstoff og energibærere rederiene vurderer å ta i bruk for å nå klimamålene, Figur 17 viser svarene for offshore service-fartøy fra 2024. Rederiene for offshore service har tilsvarende vurdering som andre rederier, men vurderer el-hybrid som mer aktuelt - opp mot 80 prosent av respondentene vurderer teknologien. Sammenlignet med tidligere år er ammoniakk og biodrivstoff de energibærerne som har økt mest i aktualitet blant rederiene.

FIGUR

28

DRIVSTOFFTYPER OG ENERGI BÆRERE SOM VURDERES AV REDERIENE FOR OFFSHORE SERVICE FOR Å NÅ UTSLIPPSMÅLENE INNEN 2050 (Andel av totale respondenter (%), flere svaralternativer mulig)

Kilde: Rederiforbundet



Rederiforbundets årlige undersøkelser viser også at rederiene vurderer å bygge 76 nye fartøy innen offshore service de neste fem årene. Samtidig oppgir 9 av 10 rederier at de planlegger å bygge med teknologi som er klar for klimanøytrale løsninger. Flere rederier har allerede inngått kontrakt om bygging av nye fartøy som vil være klare for å gå på lav- og nullutslippsteknologi.

Eksempelvis har Eidesvik Offshore og Agalas bestilt et metanoldrevet konstruksjonsfartøy med batteripakker som skal leveres fra Sefine Shipyard i Tyrkia tidlig i 2026. Fartøyet skal kunne gjennomføre

inspeksjoner, vedlikehold og reparasjoner, både innen subsea- og havvindaktiviteter. Det er inngått en avtale på 3-5 år med Reach Subsea.

Også Rem Offshore har inngått kontrakt med Myklebust Verft om bygging av en Energy Subsea Construction Vessel (ESCV), som kan gå på metanol kombinert med batteripakker. Fartøyet, som etter planen skal være klart i 2026, og vil halvere energibruken sammenlignet med dagens fartøy av samme type og kunne operere med netto nullutslipp. Denne kontrakten inneholder en opsjon om et ekstra fartøy.



Eidesvik Offshore og Agalas har inngått kontrakt om metanoldrevet konstruksjonsfartøy med batteripakker Foto: Eidesvik



Rem Offshore har inngått kontrakt om metanoldrevet fartøy med batteripakker Foto: Myklebust Verft

3.5 Fremtidige tiltak og virkemidler for utslippskutt i offshore maritim sektor

3.5.1 Lav- og nullutslippskrav for offshore-fartøy

Regjeringen har varslet innføring av lav- og nullutslippskrav for offshorefartøy fra henholdsvis 2025 og 2029. Myndighetene og bransjen diskuterer hvordan kravene skal innføres og hvilken innretning de bør ha. Det er ventet mer klarhet om utformingen av kravene i løpet av 2024.

Utslippene fra offshorefartøy utgjør en betydelig del av totalutslippene fra innenriks skipsfart og er derfor en viktig del av diskusjonene i det maritime klimapartnerskapet. For partnerskapet ventes det også fremdrift i løpet av året.

I Miljødirektoratets 2035-rapport lagt frem våren 2024 ligger utslippsreduksjonene fra offshoreflåten inne som et av ti viktige bidrag til utslippsreduksjoner innen 2030 og det er også utredet et case på antall mulige ammoniakkfartøy i 2035.

3.5.2 EU innfører en rekke klimaregelverk for maritim sektor – EU ETS, MRV og FuelEU Maritime

Skipsfarten ble innlemmet i EUs kvotesystem ETS fra 1. januar i år. Innlemmelsen skjer gradvis, både når det gjelder omfanget av utslipp, hvilke type utslipp og hvilke fartøy som omfattes. Offshore-flåten tas inn gradvis, med rapporteringsplikt i utslippsdatabasen MRV fra 2025 og kvoteplikt for de store offshoreskipene over 5000 bruttotonn fra 2027. Om mindre fartøy også skal omfattes skal besluttes innen utgangen av 2026.

Det er grunn til å tro at kvotekostnaden vil bli en ytterligere driver for maritime utslippskutt og påbud om MRV utslippsrapportering vil gi ny innsikt og forbedret datagrunnlag til fremtidige KonKraft statusrapporter. Rederinæringen mener kvoteinntektene fra skipsfarten bør øremerkes til omstilling av maritim næring, også i Norge.

I tillegg til innlemmelse av maritim sektor i EUs kvotesystem, ferdigstilles regelverk for innfasing av lav- og nullutslippsdrivstoff. FuelEU Maritime er en europeisk regulering for å redusere klimagassutslipp fra skip som opererer i europeiske farvann som trer i kraft fra 1. januar 2025. Regelverket stiller krav til gradvis redusert utslippsintensitet til energien og bruk av landstrøm. Målet er å gjøre europeisk skipsfart mer miljøvennlig og bærekraftig. Utslippene fra energiforbruk (vugge-til-grav) skal reduseres med 2 prosent i 2025 til så mye som 80 prosent innen 2050. Fra 2030 kommer det også landstrømkraft for visse skipstyper. Offshorefartøy er i første omgang ikke omfattet av regelverket, men vil trolig inkluderes på sikt.

3.5.3 Behov for forsterkede virkemidler for å oppskalere grønn omstilling

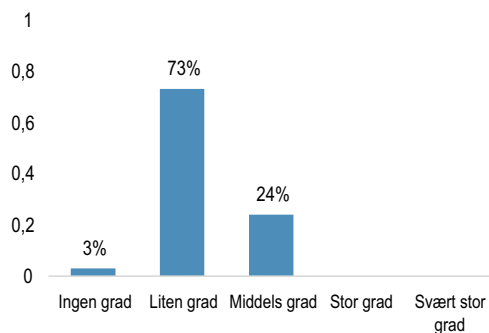
For offshore service-segmentet peker bransjen på usikkerhet knyttet til teknologivalg og manglende betalingsvilje i markedet som barrierer for investeringer i klima- og miljøteknologi. Her kan offentlig investeringsstøtte spille en viktig utløsende rolle. Enova har over tid støttet mange maritime prosjekter i tidlig fase, men støtten oppleves å stoppe innen løsningene er markedsmodne og kan tas i bruk

i skala. Den årlige spørreundersøkelsen i forbindelse med Rederiforbundets Konjunkturrapport 2024 viser at spesielt rederier innenfor offshore service og riggsegmentet opplever at dagens virkemiddelapparat ikke er tilstrekkelig for skalering og utrulling av klimateknologi. Enovas mandat revideres frem mot 2025 og bør utvides til å dekke flere alternative drivstoff og økt satsing på energieffektiviserende tiltak.

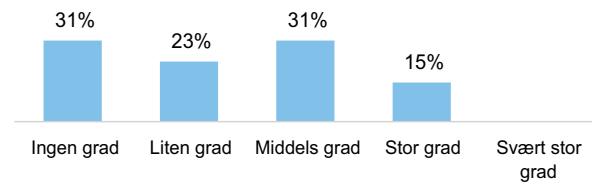
FIGUR
29

VURDERING AV OM VIRKEMIDDELAPPARATET ER RIGGET FOR DET GRØNNE SKIFTET
BLANT REDERIER FOR OFFSHORE SERVICE OG RIGG

Kilde: Rederiforbundet



Offshore service



Riggselskaper

For offshore service-segmentet peker bransjen på usikkerhet knyttet til teknologivalg og både manglende betalingsvilje i markedet og offentlig investeringsstøtte som de største barrierene

3.6 Ny prognose styrker arbeidet med å konkretisere mål for maritime utslippskutt

I KonKrafts klimastrategi er det satt tydelige ambisjoner om utslippskutt fra offshore maritim aktivitet og statusrapportene dokumenterer hvordan rederier og operatørselskaper de siste årene har gjennomført store og viktige tiltak, blant annet i form av operasjonelle forbedringer, energieffektivisering og utprøving av nye lav- og nullutslippsteknologier.

Etter fokus i 2023 på forbedring av datagrunnlaget for utslipp og aktivitet, har Konkraft i år prioritert å styrke analysearbeidet for tiltak fremover i tid, og har systematisert tilgjengelige data på forventet aktivitet og mulige utslippsreduksjoner.

3.6.1 En basisprognose for offshore maritime utslipp

For å kunne fastsette et mål for utslippsreduksjoner fremover i tid er det utviklet en prognose for hvordan offshore maritime utslipp vil kunne utvikle seg fremover dersom det ikke gjennomføres ytterligere utslippsreduserende tiltak. Prognosen er en basisprognose eller referansebane for offshore maritime utslipp. Operatørselskapene sitter med den beste informasjonen om forventet aktivitet på norsk sokkel, mens en lang rekke ulike aktører sitter med informasjon om utslipp fra ulike fartøyskategorier som gjør ulike typer oppdrag for operatørselskapene. Det er svært mange ulike fartøyssegmenter som yter tjenester til olje- og gassvirksomheten og i basisprognosen har vi forenklet arbeidet ved å dele disse i fire hovedkategorier: Forsynings- og beredskapsfartøy, mobile rigger, olje- og gasstankere og andre offshore-fartøy. For hver kategori er det utviklet en metode for å koble videre aktivitet på norsk sokkel mot maritime utslipp som er kort beskrevet nedenfor.

3.6.2 Nybrottsarbeid som må løse flere metodiske utfordringer

Utarbeidelsen av en prognose for offshore maritime utslipp krever innsamling og kombinasjon av data som ikke tidligere har vært sammenstilt og hvor sammenhengen ofte ikke er klart nok definert. Det er to hovedutfordringer som må løses i prognosearbeidet:

Usikkerhet i avgrensning og tallgrunnlag:

Selv om Konkraft de siste årene har fått et stadig bedre tallgrunnlag for å anslå innenlandske utslipp fra offshore maritime segmenter, er det fortsatt usikkerhet knyttet til tallene for noen av segmentene. Tidvis er det også krevende å klart definere hvilke fartøy som skal inkluderes i offshore-segmentet, og noen fartøysegmenter kan gjøre oppdrag på norsk sokkel både for olje- og gassindustrien og andre næringer. Det arbeides kontinuerlig med å forbedre både historiske utslippsdata, prognose og avgrensninger, noe som vil gjøre prognosearbeidet lettere og kvaliteten høyere over tid.

Usikkerhet knyttet til drivere for utslipp for ulike fartøysegmenter:

Den største utfordringen dreier seg om å identifisere driverne for utslipp for de ulike fartøysegmentene og samtidig skaffe til veie god informasjon for hvordan disse driverne vil utvikle seg fremover mot 2035. I kategorien andre offshore-fartøy vil ulike fartøy (seismikkfartøy, løftefartøy, ankerhåndteringsfartøy ++) ha ulike drivere, og det er behov for en detaljert oppsplitting av utslippstall per undersegment. Det er også et behov for å identifisere relevante drivere og innhente data om disse driverne fra operatørselskapene.

For Konkraft vil det videre arbeidet med å løse disse metodiske utfordringene være sentralt.

3.6.3 Foreløpig basisprognose for offshore maritime utslipp

Figur 30 viser den første versjonen av basisprognosen for offshore maritim aktivitet til 2035. Det er viktig å være oppmerksom på at figuren viser en *basisprognose* for utslipp som ikke inkluderer effekten av utslippsreduserende tiltak utover de som allerede er iverksatt. Det er heller ikke lagt inn noen effekt av omsetningskravet for biodrivstoff. Prognosen er et pågående arbeid og den vil endre seg i takt med at metoden videreutvikles og datagrunnlaget forbedres.

Som det fremgår av figuren, viser basisprognosen at utslippene kan falle med 30-40 prosent målt mot nivået i 2008 i henholdsvis 2030 og 2035. Utslippene forventes foreløpig å falle innen alle segmenter uten at utslippsreduserende tiltak det arbeides med er inkluderte.

I vedlegg 6.1. er basisprognosen for de fire segmentene illustrert og metodene som er benyttet for å utarbeide dem er kort beskrevet.

Fremover vil KonKraft arbeide med å videreutvikle metode og datagrunnlag for basisprognosen.

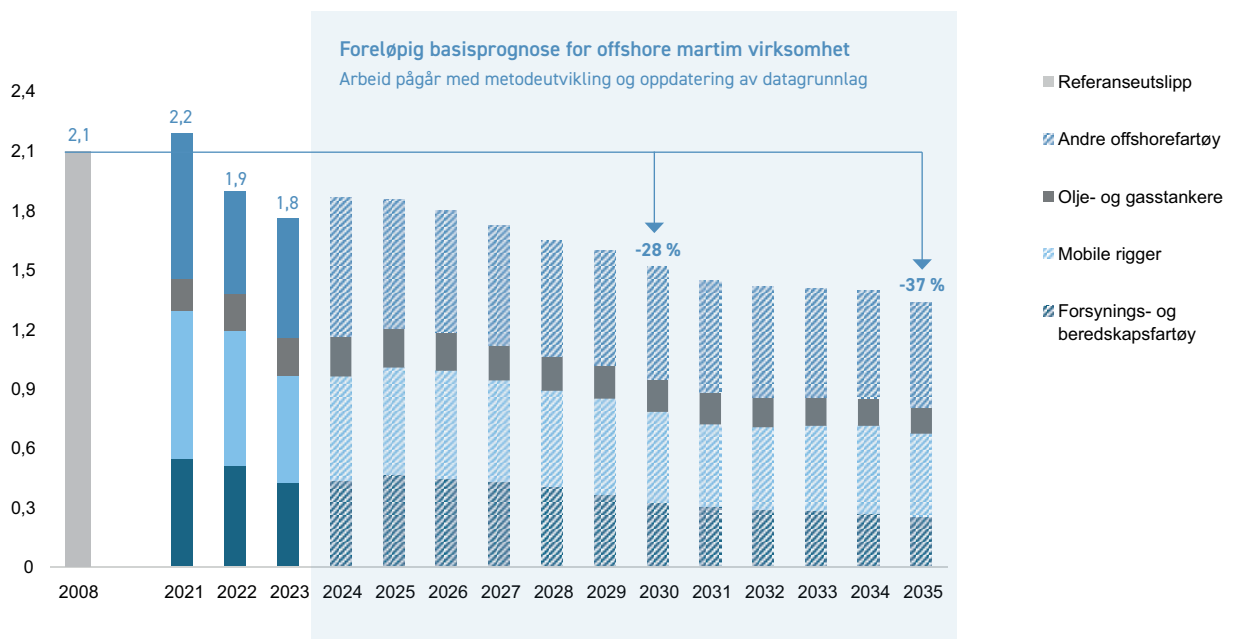
KonKraft vil arbeide videre med å konkretisere et tydelig mål for utslippsreduksjoner, og en metode for verifisering av statusen og presentere den i neste års statusrapport.

FIGUR

30

FØRSTEBASISPROGNOSE FOR OFFSHORE MARITIME UTSLIPP MOT 2035
Mt CO₂

Kilde: Offshore Norge



En langsiktig intensjonsavtale med Tyskland, Nederland og Storbritannia i desember er en viktig milepæl i utviklingen av sokkelen som en fremtidig hydrogenleverandør



4

NYE VERDIKJEDER PÅ NORSK SOKKEL

Flere prosjekter innenfor nye verdikjeder på norsk sokkel begynner nå å realiseres. Norsk offshoreindustri kan allerede fra i år begynne å levere produkter og tjenester innenfor nye verdikjeder og er i startfasen av det som kan bli et nytt industrieventyr på sokkelen. Noen viktige nyheter i utviklingen av nye verdikjeder det siste året er at Northern Lights, som det første kommersielle lageret for CO₂ på sokkelen, vil være klar til å ta imot CO₂ i løpet av 2024. Innenfor hydrogen lanserte KonKraft sommeren 2023 en oppdatert strategi for blått hydrogen på norsk sokkel med økte ambisjoner for norsk hydrogenproduksjon. Innenfor havvind er 2024 det første året med full drift av verdens største flytende havvindpark, Hywind Tampen, og den første havvindauksjonen i Norge ble gjennomført for Sørliche Nordsjø II i mars.

4.1 Klimastrategiens målsetninger

Ved å satse på nye verdikjeder som tilrettelegger for nullutslippssamfunnet i Norge og Europa vil KonKraft utvikle en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel. Kompetansen og erfaringen fra operatører, leverandører og rederinæringen i Norge skal brukes til å utvikle disse verdikjedene for å sikre videre verdiskaping og arbeidsplasser. Norsk offshore industri leverer allerede fra i år produkter og tjenester innenfor nye verdikjeder og er kun i

startfasen av det som kan bli et nytt industrieventyr. KonKrafts klimastrategi peker spesielt på verdikjeder innen havvind, hydrogen og karbonfangst og -lagring. I 2023 lanserte KonKraft en oppdatert strategi for blått hydrogen, og de oppdaterte ambisjonene fra denne er inkludert i årets statusrapport (i kap. 4.4)

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

KonKrafts ambisjoner



«Produksjon av 1 million tonn blått hydrogen per år i Norge innen 2032, som økes til 2 millioner tonn fra 2035. Rørledning for eksport av hydrogen mellom Norge og EU bygges innen 2030. Minst fem europeiske industribedrifter benytter hydrogen fra naturgass med CO₂-fangst og -lagring i sin produksjon innen 2030. Minst to gasskraftverk benytter hydrogen som brensel i Europa innen 2030»



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



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



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

Status



Shell, Equinor og Horisont Energi har prosjektplaner for storskala produksjon av blått og grønt hydrogen knyttet til sokkelen, prognosen for blått viser utsikter til 1,2 Mt blå hydrogenproduksjon årlig fra 2032. Gassco og norske industriaktører fortsetter samarbeidet med tyske myndigheter om utarbeidelse en hydrogenverdikjede mot Europa, og en rørledning til Tyskland. Equinor har signert intensjonsavtale med Tyskland, Nederland og Storbritannia om leveranser av blått hydrogen fra 2029.



Fangstanleggene i Brevik og på Klemetsrud er under bygging, om noe forsinket. Klemetsrud er fortsatt på hold, mens anlegget i Brevik etter planen skal fange og levere CO₂ i 2025. Transport- og lagringsinfrastrukturen, Northern Lights, er i rute for å ta imot CO₂ i 2024.



Det lyses årlig ut arealer og er tildelt 7 lisenser som har potensial til å ta imot store mengder CO₂ fra europeiske kilder. Den første kommersielle CCS-avtalene - første av sin type - er inngått mellom Northern Lights JV og Yara i Nederland og Ørsted i Danmark.



Flere selskaper som også utvinner olje og gass deltar i de første havvindutlysningene i Norge i samarbeid med andre industri- og kraftaktører. Norge har gjennomført sin første havvindauksjon, men utviklingstakten innenfor havvind i Norge er fortsatt lavere sammenlignet med resten av den europeiske satsingen.

4.2 Havvind

4.2.1 Overordnet utvikling det siste året

Havvindsatsingen i Norge har vært preget av både oppturer og nedturer det siste året. I mars 2024 ble den første havvindauksjonen gjennomført på norsk sokkel på området Sørlige Nordsjø II, og konsortiet Ventyr vant auksjonen. Gjennomføringen av en suksessfull auksjon markerer startskuddet og er en stor merkedag for utbygging av storskala havvindparker i Norge. Samme måned ble det også kjent at Enova tildelte GoliatVind inntil to milliarder kroner i støtte ved realisering av et flytende havvindprosjekt som skal levere fornybar strøm til Hammerfest-regionen via Goliat-plattformen i Barentshavet. Men i mars kom også nyheten om at regjeringen utsetter søknadsfristen og dermed tildelingen av prosjektområdene for flytende havvind på Utsira Nord.

Det arbeides med å åpne nye områder for havvind i Norge. Stortinget og regjeringen har et mål om å tildele areal for 30 GW innen 2040, og arbeidet med nye områder for havvind er godt i gang. I april 2023 presenterte NVE 20 nye mulige områder for havvindproduksjon på norsk sokkel. I september 2023 ble NVE bedt om å gjennomføre to utredningsprogram for strategiske konsekvensutredninger (SKU), en for områdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F og en for de øvrige 17 områdene. Leveringsfrister for SKU Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F er satt til utgangen av november 2024 og områdene skal etter planen åpnes i en runde i 2025. SKU for de øvrige 17 områdene er fastsatt til utgangen av juni 2025.

Havvindsatsingen i Norge har vært preget av både oppturer og nedturer det siste året



4.2.2 Sørilige Nordsjø II har en vinner – Ventyr

I mars 2024 ble den første havvindauksjonen gjennomført på norsk sokkel i området Sørilige Nordsjø II, og konsortiet Ventyr vant auksjonen. Auksjonen skjedde i underkant av et år etter at regjeringen lyste ut de første konkurransene om prosjektområder til havvind. Etter noen utsatte søknadsfrister, og at de foreslåtte prekvalifiseringskriteriene «bærekraft» og «positive lokale ringvirkninger» ble endret til minimumskrav, mottok departementet sju søknader om å delta i auksjonen om prosjektområdet for havvind i Sørilige Nordsjø II 15. november 2023. 5 av konsortiene ble kvalifisert, og 18. mars kl. 09.00 startet den første havvindauksjonen på norsk sokkel. To dager senere ble vinneren – Ventyr - annonsert.

Ventyr er et partnerskap mellom Parkwind og Ingka Group. Parkwind er et belgisk selskap som både utvikler og opererer havvindparker globalt. Parkwind eies av det japanske energiselskapet JERA. Som partner har de Ingka Investments, investeringsarmen til Ingka Group, den største IKEA-eieren. Konsortiet har et strategisk partnerskap med NorSea, som eier strategisk havneinfrastruktur og som er leverandør av havnetjenester, baser og logistikk-løsninger til kunder innen en rekke bransjer, inkludert havvind.

4.2.3 Utsettelse for Utsira Nord

22. mars kom nyheten om at utlysningen av Utsira Nord trolig ikke kan skje før tidligst i begynnelsen av 2025. Bakgrunnen var at Energidepartementet besluttet å notifisere en felles modell for statsstøtte til Utsira Nord, før prosjektområder tildeles. De legger også opp til at det blir en felles notifisering for Utsira Nord og områdene som er aktuelle for flytende havvind i 2025-runden. Statsstøtten vil notifiseres etter miljøretningslinjene i statsstøtteregelverket (CEEAG). I henhold til disse retningslinjene vil departementet gjennomføre en offentlig høring om støtteberettigelse og de viktigste parameterne for støttetildelingen. Departementet tar sikte på at høringen gjennomføres før sommeren 2024.

4.2.4 GoliatVind får støtte fra Enova

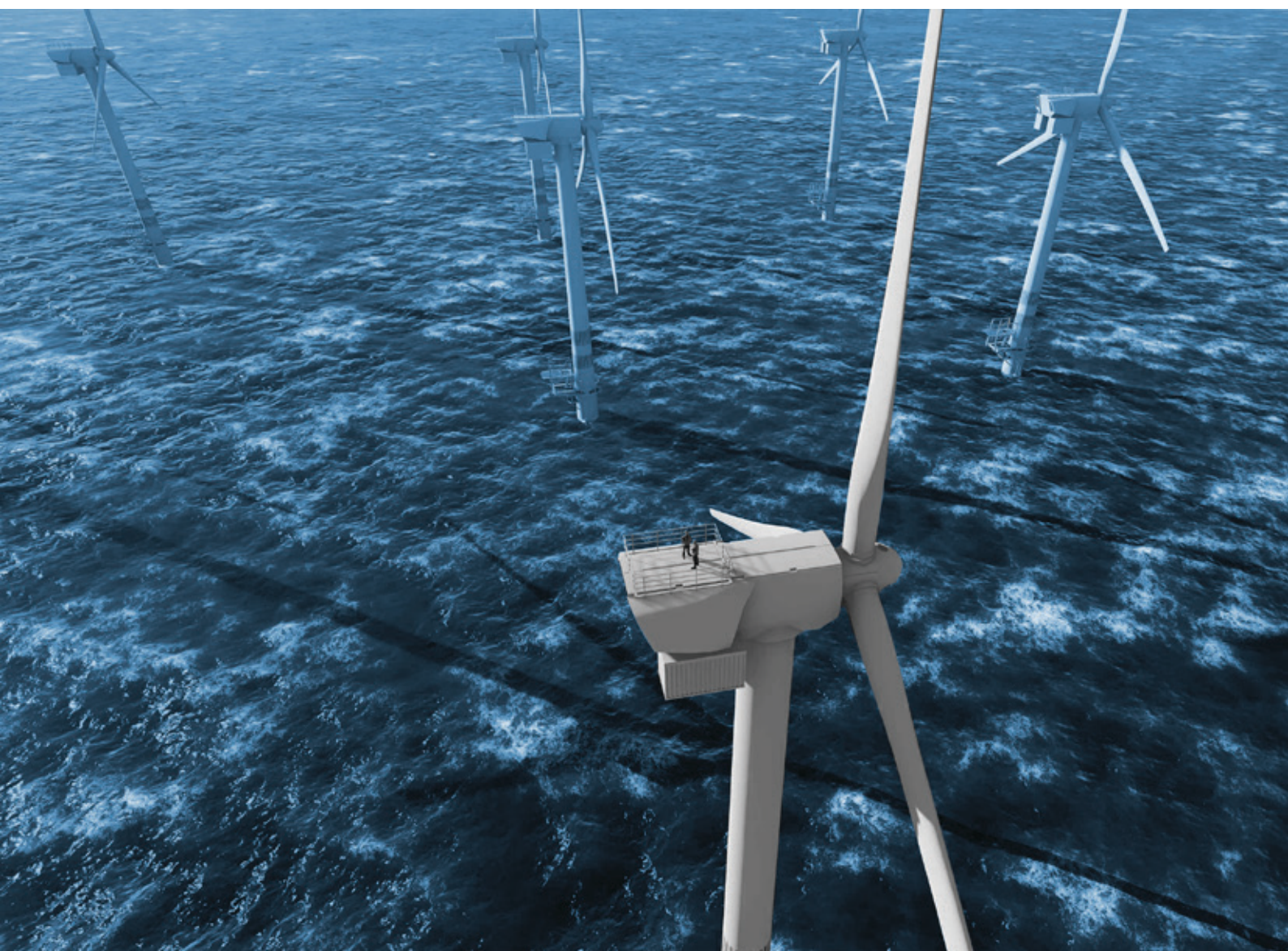
8. mars 2024 ble det kjent at Enova tildeler GoliatVind inntil to milliarder kroner i støtte ved realisering av det flytende havvindprosjektet som skal levere fornybar strøm til Hammerfest-regionen via Goliat-plattformen i Barentshavet. Tilbyderne i konkurransen måtte forplikte seg til en innlevert fremdriftsplan som krever oppstart av prosjektet innen fem år, og Enova skal holdes løpende orientert om prosjektets fremdrift og rapportering for utbetaling av støtte.

GoliatVind eies og støttes av tre partnere: Odfjell Oceanwind, Source Galileo og Kansai Electric Power Company. Etter planen vil det bli installert en effekt på 75 MW i havvindparken, fordelt på fem turbiner på 15 MW hver. Årlig energiproduksjon er estimert å være på 320 GWh.

4.2.5 Samarbeidsforum for havvind

Samarbeidsforum for havvind ble opprettet av Energidepartementet høsten 2021 og ledes av energiministeren. Formålet med samarbeidsforumet er å samle, styrke og synliggjøre havvindnæringen. Et systematisk samarbeid vil kunne heve kompetansen, styrke konkurransekraften og bidra til økt verdiskaping både fra eksport av teknologi og tjenester, samt utvikling av egne havvindressurser. Et viktig mål med samarbeidsforumet er å etablere forutsigbare spilleregler for aktiviteten og sameksistensen med eksisterende næringer.

Under Samarbeidsforumet er det etablert tre arbeidsgrupper (AG): AG1 «Sameksistens», AG2 «Industri- og teknologiutvikling» og AG3 «Infrastruktur og utvikling av nett til havs». Alle arbeidsgruppene har levert verdifulle bidrag i løpet av det siste året. I mars ble for eksempel dokumenttrilogien «Fra laber bris til stiv kuling» presentert, som er den første utgivelsen fra arbeidsgruppen Industri- og teknologiutvikling. AG3 «Infrastruktur og utvikling av nett til havs» har også en omfattende aktivitet om spørsmål knyttet til infrastruktur og nett ved utbygging av vindkraft til havs.



4.2.6 Barrierer og behov

De fleste av barrierene er uforandret siden fjorårets rapport og industriens ønsker for havvindutviklingen og rammebetingelser er i begrenset grad tatt hensyn til. Dette representerer tidskritiske elementer for norsk havvindsatsing som trenger avklaring. Nett- og markedsdesignet må sikre at effekten for norske forbrukere er positiv, samtidig som utbyggingen blir både bedrifts- og samfunnsøkonomisk lønnsom.

Sentrale barrierer:

- Det mangler en overordnet plan for hvordan 30 GW havvind skal realiseres innen 2040. Det må etableres jevnlig tildelingsrunder og en plan for nettilknytning inkludert hvordan en kan etablere et hybridnett med hensiktsmessig markeds- og nettdesign. Dette vil gi forutsigbarhet for havvindutviklere og -leverandører som ønsker å satse og investere i Norge.
- Kapasitet og investeringer i verft og havner for konstruksjon, sammenstilling og ferdigstilling av flytende havvindturbiner. Manglende overordnet plan og forutsigbarhet for fremtidig havvindvolumer og nettutvikling begrenser investeringer i forkant av kapasitetsbehov og gjør det risikofylt å rigge industriell kapasitet.
- Saktegående saksbehandlingsprosesser gjør at Norge sakker akterut sammenlignet med våre naboland og ikke får fullt utnyttet fortrinnet innenfor offshore virksomhet.

Industriens ønsker for havvindutviklingen og rammebetingelser:

- Myndighetene må legge til rette for at det skal bygges ut 2-3 GW havvind i året gjennom 2030- og 2040-tallet og starte åpning av nye områder for havvind fra og med innværende stortingsperiode. Myndighetene må etablere et kommersielt rammeverk som understøtter utbyggingen av havvind.
- Styrke forsknings- og innovasjonsinnsatsen knyttet til industrialisering og oppskaleringen av havvind. Regjeringen bør vektlegge høy norsk HMS-standard og at baser legges til Norge i tildelingen av arealer, slik at verdiskapingen skjer regionalt og nasjonalt. Legge til rette for at nettutviklingen i Nordsjøen bidrar til å styrke verdiskapingen og underbygge en satsing på havvind i Norge med et effektivt og integrert kraftmarked i landene rundt Nordsjøen.
- Konsesjons- og søknadsprosesser og saksbehandlingskapasitet må tilpasses for å gi kortere ledetider for havvindprosjekter på norsk sokkel.
- Norske myndigheter, inkludert ED, NVE og Statnett, må ta en aktiv rolle knyttet til EUs arbeid med utvikling av rammeverk for hybridprosjekter og et mulig fremtidig masket offshorenett i Nordsjøen. Videre må norske myndigheter jobbe aktivt inn mot de land som kan være aktuelle for å knytte et hybridprosjekt til. Særlig viktig er det at Norge er en aktiv partner i de regionale samarbeidsorganene som skal planlegge en koordinert infrastrukturbygging i Nordsjøen, som North Seas Energy Cooperation (NSEC). En avklaring av forholdet til TEN-E-forordningen er viktig i denne sammenheng. Dersom havvindparker i hybridprosjekt ikke skal motta direkte støtte så må den kunne motta deler av flaskehalsinntektene for å styrke lønnsomhet i prosjektene.

4.3 Hydrogen

4.3.1 KonKraft øker ambisjonene for blått hydrogen

I klimastrategien fra 2020 satte KonKraft høye ambisjoner for utviklingen av blått hydrogen i Norge, inkludert en målsetning om at fem europeiske industribedrifter og minst to gasskraftverk skulle bruke blått hydrogen fra Norge innen 2030. Utviklingen de siste årene har gått raskere enn ventet, og en rekke aktører er nå i ferd med å utvikle prosjekter innenfor hydrogenproduksjon. I 2023 lanserte derfor KonKraft en oppdatert strategi for blått hydrogen hvor myndighetene ble invitert til å samarbeide om å realisere følgende ambisjoner:

- Produksjon av 1 million tonn blått hydrogen per år i Norge innen 2032, som økes til 2 millioner tonn fra 2035
- Norge i 2050 er Europas viktigste leverandør av blått hydrogen, med en årlig leveranse på inntil 2,5 millioner tonn
- Rørledning for eksport av hydrogen mellom Norge og EU bygges innen 2030
- Norge skal ta et industrielt lederskap innen CO₂-håndtering (Se kapittel 4.4)
- Teknologi for blått hydrogen tas i bruk¹⁸

Produksjon av hydrogen fra naturgass vil være viktig for å videreutvikle og sikre at norsk sokkel er konkurransedyktig når de langsiktige klimamålene skal nås. For å nå de nye målene er det avgjørende med et tett samarbeid mellom norske myndigheter og olje- og gassindustrien der det dras nytte av Norges konkurransefortrinn som produsent av rørgass med lavt karbonfotavtrykk under produksjon. Ambisjonene er i tråd med og støtter opp om LO og NHOs forslag til en nasjonal hydrogenstrategi fra juni 2023, hvor målet er produksjon og eksport av 2 millioner tonn hydrogen og hydrogenderivater årlig på 2030-tallet. Målsetningene er også i samsvar med intensjonen bak det norsk-tyske samarbeidet som ble signert mellom Norge og Tyskland i januar 2023.

Utviklingen de siste årene har gått raskere enn ventet, og en rekke aktører er nå i ferd med å utvikle prosjekter innen hydrogenproduksjon

18 [Blått hydrogens rolle i utviklingen av norsk sokkel \(offshorenorge.no\)](https://offshorenorge.no)

4.3.2 Rask utvikling av hydrogensektoren i Norge og Europa - nye samarbeidsavtaler, mål og viktig lovgivning er etablert

I desember 2023 inngikk Equinor en langsiktig intensjonsavtale med Tyskland, Nederland og Storbritannia om leveranser av blått hydrogen fra 2029 og helt frem mot 2060. Avtalen er en viktig milepæl i utviklingen av norsk sokkel som en fremtidig hydrogenleverandør. Noen måneder senere, i februar 2024, annonserte den tyske regjeringen planer om å subsidiere utviklingen av fire hydrogenklare gasskraftverk med en total kapasitet på 10 GW for å sørge for økt opptak av hydrogen i Tysklands energimiks.¹⁹ Kraftverkene skal etter planen drives på naturgass de første årene før hydrogen fases inn på 2030-tallet. Både blått og grønt hydrogen vil være aktuelle energikilder.

For å rettferdiggjøre investeringer i en hydrogenverdikjede må kostnaden forbundet med hydrogen ved sluttbruk være konkurransedyktig med alternativkostnaden. Hvis hydrogen erstatter naturgass ved sluttbruk, så må kostnaden for å produsere og levere samme mengde energi i form av hydrogen til sluttbruker være lavere enn tilsvarende energipris for naturgass, inkludert utslippskostnader. For andre anvendelser må konkurransedyktig prisnivå vurderes relatert til assosiert bruk. Det er også nødvendig med langsiktige kommersielle kjøpsforpliktelser blant sluttbrukere for å rettferdiggjøre utvikling av storskala hydrogenproduksjon og tilhørende infrastruktur.

I EU har flere viktige lovtekster for hydrogen, inkludert rammeverk for infrastrukturutvikling, klassifiseringskriterier og mål for sluttbruk blitt vedtatt. Mot slutten av 2023 kom Rådet og Parlamentet til enighet om hydrogen- og avkarboniseringspakken for gassmarkedet. Pakken er en sentral byggestein i rammeverket for etablering av en europeisk hydrogenøkonomi og skal sikre markedsetablering og utbygging av infrastruktur for hydrogen og andre fornybare gasser i EU.

EUs reviderte fornybardirektiv som trådte i kraft mot slutten av 2023 definerer klassifiseringskriterier og mål for hydrogenbruk i ulike sektorer. Blant annet fastslår direktivet et bindende mål om at 42 prosent av hydrogenforbruket i industrien skal være fornybart innen 2030 og 60 prosent innen 2035. EU har også definert kriteriene for fornybart hydrogen, som blant annet omfatter strenge krav til at den produseres ved bruk av ny fornybar kraft. Detaljerte kriterier for lavkarbon hydrogen er foreløpig ikke fastsatt, men det skal foreligge et forslag innen et år etter at gassmarkedspakken trer i kraft. Felles klassifiseringskriterier for hydrogen og en avklaring av kravene til lavkarbonhydrogen, vil gi norske aktører klarhet i hvilke hydrogenprodukter de kan levere til EU.

4.3.3 Produksjonsprognose for blått hydrogen

Figur 31 viser en oppdatert prognose for produksjon av blått hydrogen på norsk sokkel mot 2035. Prognosen er basert på planlagte og mulige produksjonsvolumer fra aktørene på norsk sokkel. Det er foreløpig ingen vedtatte prosjekter, men det arbeides med å modne frem en betydelig samlet portefølje.

Som det fremgår av figuren, vil produksjonen fra de første prosjektene starte i 2029 med et årlig volum på 220 000 tonn hydrogen. Videre er det potensial for en betydelig skalering av produksjonsvolumene tidlig på 2030-tallet, hvor volumene kan passere 1 Mt hydrogen per år i 2032 og 1,4 Mt hydrogen per år i 2035. Volumer som foreløpig kun er på et ambisjonsnivå, er også inkludert. Skal KonKrafts ambisjon om 2 Mt blå hydrogenproduksjon i 2035 nås er det dermed nødvendig at nye prosjekter utvikles og modnes i årene som kommer.

¹⁹ Power Station Strategy: climate-friendly and secure energy supply (bundesregierung.de)

Noen viktige prosjekter som er under utvikling i Norge inkluderer:

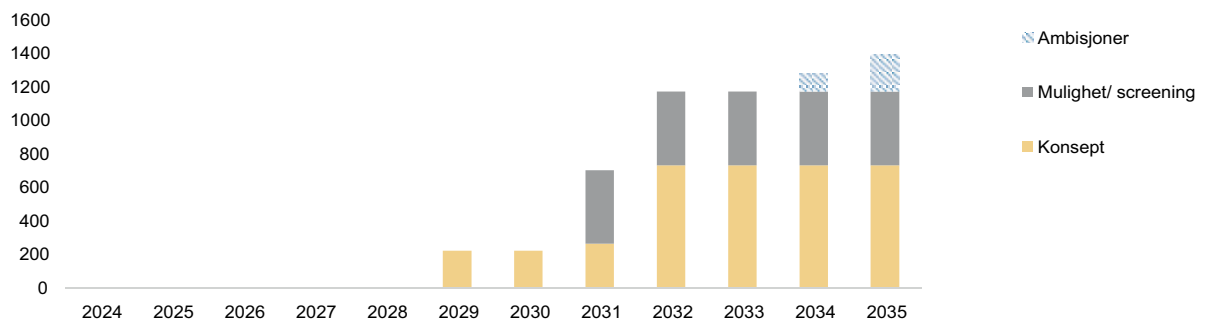
- **Barents Blue:** Horisont Energi sitt Barents Blue-prosjekt skal produsere blått hydrogen som et mellomledd i ammoniakkproduksjon. Prosjektet har utsatt oppstart til 2029, men er fremdeles det hydrogenprosjektet som er kommet lengst i utviklingsløpet. Første produksjonstog er fortsatt i *konsept*-fasen, men planlegging av prosjektet har utviklet seg videre siden forrige statusoppdatering og PGNiG er kommet inn som ny operatør i lagringslisensen. Ambisjoner om en dobling i produksjonskapasitet i andre produksjonstog er inkludert fra 2034.
- **Aukra Hydrogen Hub:** Shell har sammen med partnerne Aker Horizons og CapeOmega planer om et produksjonsanlegg for hydrogen i Aukra på Nordvest-landet. Prosjektet skal gi en årlig produksjon på rundt 0,4 Mt blått hydrogen og med estimert produksjonsoppstart i 2031.
- **Clean Hydrogen to Europe:** Equinor har planer om storskala hydrogenproduksjon på vestkysten av Norge gjennom prosjektet *Clean Hydrogen to Europe*. Selskapet vurderer ulike lokasjoner for

plassering av hydrogenproduksjon i nærheten av eksisterende gassinfrastruktur. Prosjektet er foreløpig i *konsept*-fasen og har planlagt oppstart av produksjon i 2031, med videre opptrapping av produksjonskapasiteten de påfølgende årene.

- **Mongstad:** Equinor gjennomfører også en mulighetsstudie for produksjon av lavkarbon hydrogen på Mongstad. Konseptet som studeres vil i starten primært bruke fyrgass fra raffineriet som råstoff for hydrogenproduksjon. Hydrogenet vil deretter anvendes som energikilde i raffineriet. På denne måten vil CO₂-utslippet fra raffineriet kunne reduseres signifikant som følge av CCS-løsningen som implementeres. Avhengig av installert produksjonskapasitet kan ytterligere hydrogen produseres med naturgass som råstoff og anvendes som innsatsfaktor for lokal hydrogenbasert industri (f.eks. bærekraftig flydrivstoff) og/eller transporteres til andre markeder. En slik hydrogenverdikjede vil kunne ha levetid langt utover raffineriets levetid. Prosjektet er i en tidlig utviklingsfase og er både teknisk og kommersielt utfordrende, men kan potensielt ta Mongstad gjennom energitransisjonen.

FIGUR 31 PROGNOSE FOR ÅRLIG PRODUKSJON AV BLÅTT HYDROGEN
1000 tonn H₂ per år

Kilde: KonKraft



4.3.4 Mulighetsstudie fra Gassco viser at en tysk-norsk hydrogenverdikjede er gjennomførbar

I januar 2022 inngikk statslederne i Norge og Tyskland en avtale om å styrke det tysk-norske energisamarbeidet. Samarbeidet ble videre forsterket i 2023 da landene bekreftet en felles intensjon om å modne en storskala verdikjede for hydrogen med tilhørende infrastruktur mellom Norge og Tyskland innen 2030. I en trinnvis tilnærming skal Norge og Tyskland henholdsvis produsere og forbruke lavkarbon hydrogen basert på naturgass med CO₂-fangst og lagring. Sentralt for arbeidet har vært at det skal ledes av industrien og at det skal bygges på industriprosjekter.

Som første steg i arbeidet ble det i 2023 gjennomført en mulighetsstudie av den tekniske og økonomiske gjennomførbarheten til en storskala verdikjede for hydrogen fra Norge til Tyskland, samt en CO₂-verdikjede fra Tyskland til Norge. Arbeidet ble ledet av Gassco og det tyske energibyrået Dena i tett samarbeid med industrien. Studien tar utgangspunkt i de to storskalaprojektene *Clean Hydrogen to Europe* (Equinor) og *Aukra Hydrogen Hub* (konsortium av Shell, CapeOmega og Aker Horizons). Prosjektet etterspør hydrogen i Tyskland er estimert til 3-4 Mt hydrogen per år og det legges opp til en årlig transportkapasitet på 4 Mt hydrogen.

I studien er blant annet ulike løsninger for transport av hydrogen fra Norge til Tyskland vurdert, se Figur 32. Kapitalkostnader knyttet til de ulike transportalternativene varierer avhengig av om eksisterende infrastruktur kan gjenbrukes eller om all infrastruktur må bygges nytt. Gjenbruk av eksisterende infrastruktur vil kunne gi betydelige kostnadsbesparelser, men vil samtidig redusere den totale transportkapasiteten av naturgass til tyske leveringspunkter med omkring 25 prosent. Et tredje transportalternativ som ble vurdert i studien er tilknytning til AquaDuctus-prosjektet som ligger i tysk-økonomisk sone.

Studien konkluderer med at en tysk-norsk hydrogenverdikjede kan være gjennomførbar, men at det forutsetter markedsvillighet, et rammeverk som muliggjør langtidskontrakter for lavkarbonhydrogen og tilstrekkelig kapasitet for lagring av hydrogen i Tyskland for å muliggjøre et stabilt system. Tekniske og regulatoriske standarder, samt omfattende teknologikvalifisering vil også være nødvendig for å redusere risikoer og modne teknologier fremover. Dette inkluderer kvalifisering av viktige komponenter som gasskvalitet- og strømningsmålere, kompressorer og ventiler. En videreføring av prosjektet til neste fase er planlagt, hvor Gassco blant annet vil se videre på de aktuelle transportløsningene fra den første mulighetsstudien.

Resultatene fra studien viser at en tysk-norsk verdikjede for hydrogen kan være gjennomførbar basert på følgende sentrale forutsetninger:

Studien har følgende anbefalinger:

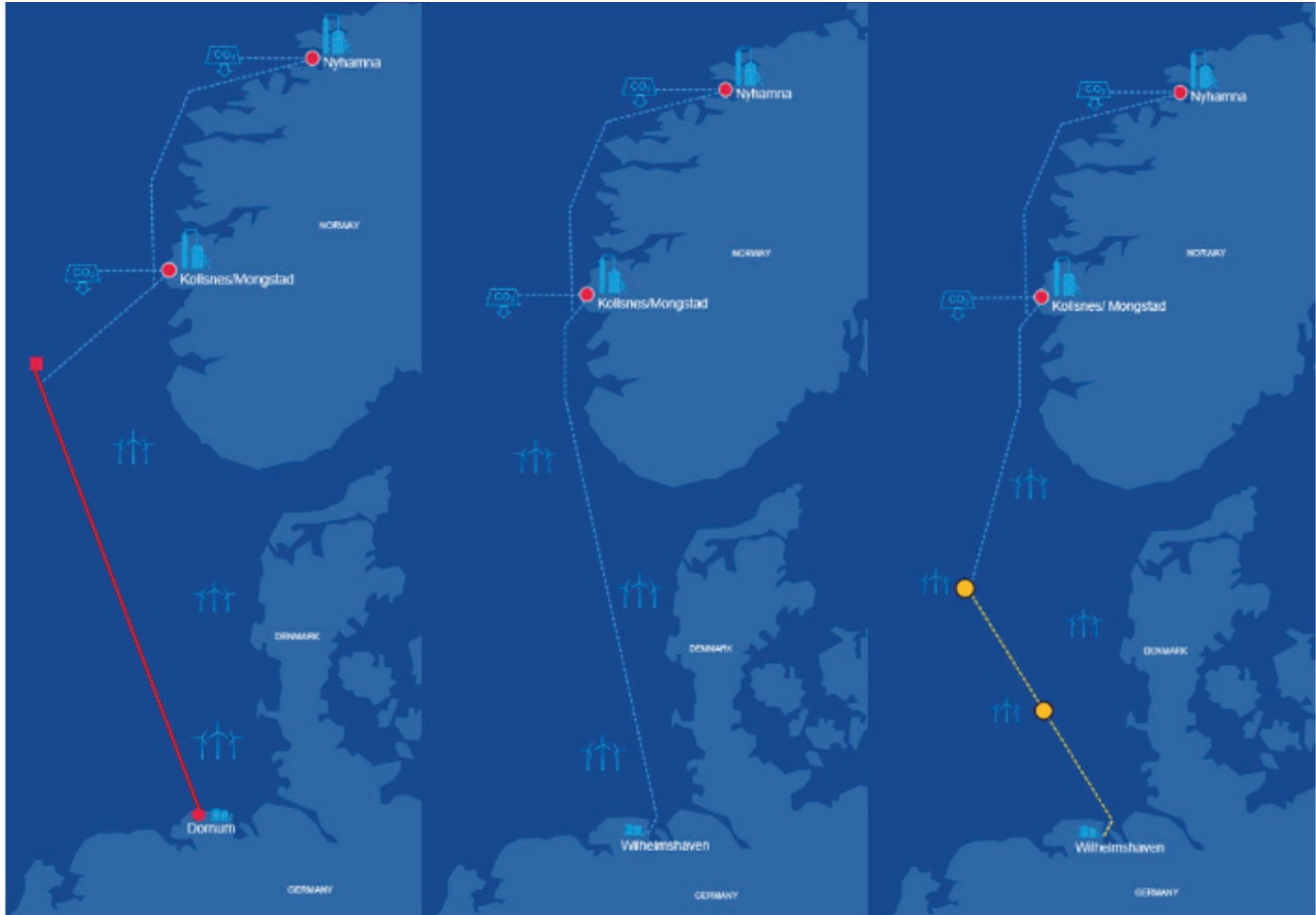
- For å rettferdiggjøre investeringer i en hydrogenverdikjede må energiprisen for hydrogen overstige prisen for naturgass inkludert CO₂-utslippskostnader og det er nødvendig med langsiktige kommersielle forpliktelser for å rettferdiggjøre utviklingen av storskala hydrogenproduksjon og tilhørende infrastruktur.
- Støtteordninger som eksempelvis differansekontrakter (CCfDs) og viktige prosjekter av felles Europeisk Interesse (IPCEI) kan bidra til å redusere avviket mellom produktkostnad og markedspris.
- Modning av det regulatoriske rammeverket fra myndighetene er nødvendig for å skape forutsigbarhet til industrien både fra produsent og forbrukers ståsted. Et fokus på utslippsnivå i verdikjeden er viktig for å trygge langsiktighet, og en samfunnsmessig aksept av energi som har lavest mulig totalt utslipp i verdikjeden. Her vil industrien kunne bidra med fakta og kunnskap.

FIGUR

32

ALTERNATIVER FOR TRANSPORTINFRASTRUKTUR FOR EN TYSK-NORSK HYDROGENVERDIKJEDE

Kilde: Gassco



Concept 1:
Europe re-purpose

Concept 2:
New pipeline to WHV

Concept 3:
Tie-in to AquaDuctus

Modning av det regulatoriske rammeverket fra myndighetene er nødvendig for å skape forutsigbarhet til industrien både fra produsent og forbrukers ståsted

4.4 CO₂-fangst og -lagring

4.4.1 Norge med nye utlysninger og avtaler for å utvikle norsk verdikjede for CO₂-håndtering

En rekke aktører på norsk sokkel arbeider med å bygge opp CO₂-lagring som eget forretningsområde, og siden Energidepartementet begynte med tildeling av areal til CO₂-lagring i 2018, har det vært gjennomført 7 (per juni 24) utlysingsrunder, hvor totalt 11 forskjellige selskaper er tildelt lagringslisens, enten alene eller i samarbeid med andre.

I april signerte Norge bilaterale avtaler med Belgia, Danmark, Nederland og Sverige som tillater transport av CO₂ på tvers av landegrensene.²⁰ I løpet av 2024 vil Northern Lights, som første kommersielle lagringsprosjekt i Europa, være klar til å ta imot CO₂ til permanent lagring på sokkelen. Injeksjon vil likevel trolig først starte i 2025 grunnet forsinkelser ved Heidelberg Cement sitt CO₂-fangstanlegg i Brevik.

I KonKrafts nye strategi for blått hydrogen, som ble lansert sommeren 2023, er det satt ambisjoner om at Norge skal ta et industrielt lederskap innen CO₂-håndtering. I årene fremover vil samspillet mellom verdikjedene for CCS og blått hydrogen bli viktigere for å utnytte synergier og lykkes med oppskalering av de to industriene på norsk sokkel. Spesielt relevant

er CO₂ fanget i forbindelse med produksjon av blått hydrogen i Norge, eksempelvis fra prosjekter som Horisont Energis *Barents Blue*, Shells prosjekt på Aukra, og Equinor's *Clean Hydrogen to Europe*. Koblingen mellom CO₂-fangst og -lagring og produksjon av blått hydrogen kan innebære at offshoreaktører tar en mer helhetlig kontroll over prosjektutvikling og etableringen av nye verdikjeder på sokkelen.

4.4.2 Stadig større fokus på CCS som et verktøy for å nå EUs klimamål

Utviklingen av verdikjeder for CO₂-håndtering, som omfatter fangst, bruk, transport og lagring av CO₂, pekes på av EU som avgjørende for oppnåelsen av målet om netto null utslipp i 2050. I løpet av det siste året har EU arbeidet videre med å utvikle et europeisk marked for CO₂-håndtering. I februar la Europakommisjonen frem et strategidokument for industrielle CO₂-verdikjeder.²¹ Strategidokumentet beskriver en rekke initiativer og utviklingsplaner for teknologi, regulatoriske rammeverk og investeringsmekanismer for å understøtte EUs overordnede klimaambisjoner og skape en mer helhetlig tilnærming til utviklingen av et CO₂-marked. EU anslår at det vil være behov for en årlig CO₂ injeksjonskapasitet i EØS på minst 250 Mt CO₂ i 2040.

Strategien understreker at CO₂-håndterings-industrien fremdeles er på et tidlig stadium, og at

²⁰ [Norge og EU styrker energisamarbeidet for en bærekraftig fremtid - regjeringen.no](#)

²¹ [Towards an ambitious Industrial Carbon Management for the EU](#)

bidrag og innspill fra aktuelle bransjer vil være viktig for å utvikle sektoren. Blant annet pekes det på at olje- og gassbransjens erfaringer og kompetanse på geologi, rørinfrastruktur og boreoperasjoner vil være verdifulle for å utvikle regelverk og verdikjeder for CO₂-håndtering. EU understreker samtidig at oppskalering og modning av et kommersielt marked for CO₂-håndtering vil fordre støtte og peker på kvotepris, CO₂-fjerning i EU ETS og differansekontrakter som særlig viktige virkemidler for å gjøre CCS/CCUS-prosjekter lønnsomme.

I februar 2024 ble det også oppnådd politisk enighet i EU om forordningen Net-Zero Industry Act (NZIA). Forordningen har som formål å bidra til å akselerere oppbyggingen av industrielle verdikjeder for en rekke strategiske netto null-teknologier. EU har i forordningen blitt enige om en målsetning om årlig CO₂-injeksjonskapasitet på 50 Mt CO₂ i EU innen 2030. EU anser forordningen som EØS-relevant, og dersom NZIA blir innlemmet i EØS-avtalen skal injeksjonskapasitetsmålet justeres.

Europakommisjonen implementerte i 2023 en revidert versjon av The European Strategic Energy Technology (SET) Plan²², som skal harmonere bedre med det øvrige arbeidet EU gjør gjennom EUs Green Deal, REPowerEU og Net-Zero Industry Act. Planen har som formål å akselerere utviklingen av grønne teknologier og inneholder egne nøkkeltiltak for CCS og CCU.

22 [Revision of the Strategic Energy Technology \(SET\) Plan](#)

4.4.3 Prognose for injeksjonskapasitet på sokkelen

Figur 33 viser en sammenstilling av potensiell årlig injeksjonskapasitet på sokkelen frem mot 2035. Prognosen er basert på planlagt injeksjonskapasitet knyttet til tildelte lagringslisenser og enkelte selskapers ambisjoner for CO₂-lagring utover tildelte lisenser. Første år med injeksjon er ventet i 2025 og Northern Lights vil i første omgang kunne ta imot 1,5 Mt CO₂ årlig. Selskapenes planer for utvikling av CO₂-injeksjonskapasitet på sokkelen innebærer en rask oppskalering mot slutten av 2020-tallet dersom det foreligger tilstrekkelig kundegrunnlag. Den oppdaterte prognosen i årets rapport viser at prosjektene kategorisert som *besluttet* og *modne*, *men ikke besluttet* tilsvarer 25 Mt CO₂ i 2030. Dersom mindre modne prosjekter og ambisjoner telles med, så vil totalvolumet være 51 Mt CO₂ i 2030. Videre oppskalering utover 2030-tallet viser til en rask økning i potensiell injeksjonskapasitet.

Det pågår flere prosjekter for CO₂-lagring på norsk sokkel, men det er behov for forpliktelser fra kunder for å ta investeringsbeslutninger. Northern Lights Fase 1 er foreløpig det eneste prosjektet i kategorien *Besluttet*, og har forventet oppstart av injisering av CO₂ i 2025. Anslag for videre oppskalering av injeksjonskapasiteten i de to ytterligere fasene i Northern Lights er også inkludert i prognosen, hvor Fase 2 er kategorisert som *Modent, men ikke besluttet* og Fase 3 som *Konsept*. Wintershalls prosjekter Luna

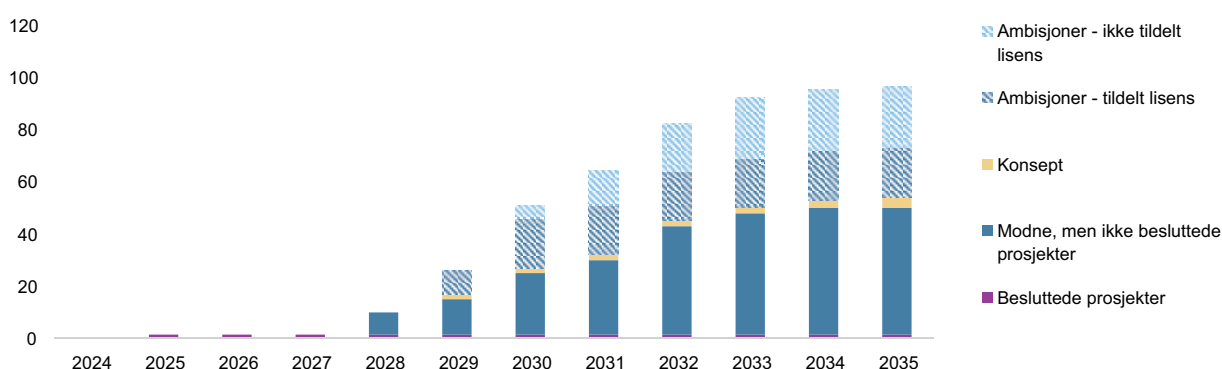
og Havstjerne er under videre utvikling og er begge kategorisert som *Modent, men ikke besluttet* med planlagt start av injeksjon i henholdsvis 2030 og 2028/2029. Equinors Smeheia-prosjekt er *Modent, men ikke besluttet* og har planlagt injeksjonsstart i 2028. Prosjektet kan på sikt oppskaleres til en årlig injeksjonskapasitet på 20 Mt CO₂.

Flere av lagringsprosjektene på norsk sokkel er fremdeles i et tidlig prosjektløp, hvor store volumer ligger inne som *Ambisjoner* i årets statusoppdatering. Det har vært lite fremgang i prosjektene siden 2023-rapporten og et betydelig volum i kategorien *Ambisjoner* tydeliggjør den store usikkerheten knyttet til utviklingen av prosjektene. Polaris er kategorisert som *Konsept*, mens Trudvang og Poseidon er i kategorien *Ambisjoner – tildelt lisens*. Alle prosjektene har planlagt oppstart før eller i 2030, med gradvise økninger i kapasitet.

Andre spesielt store prosjekter inkluderer Sval, Storegga og Neptune sitt prosjekt Trudvang med en årlig injeksjonskapasitet på 9 Mt fra 2029. Lagringskapasitet i kategorien *Ambisjoner – ikke tildelt lisens* er ikke knyttet til utlyste lagringslisenser, men viser enkelte selskapers ambisjoner for CO₂-lagring og er knyttet til identifisering av lagringsområder og prosjektmodning internt i selskapene.

FIGUR 33 PROGNOSE FOR ÅRLIG CO₂-INJEKSJONSKAPASITET FOR LAGRINGSPROSJEKTER PÅ SOKKELEN
Mt CO₂/år

Kilde: KonKraft



Figur. Prognose for årlig CO₂-injeleksjonskapasitet for lagringsprosjekter på sokkelen med ulik grad av modenhet (Mt CO₂/år). Grafen viser antatt fremtidig samlet injeleksjonskapasitet i lager som forventer å starte injeleksjon før året på x-aksen. Merk at lagringsprosjekter vil normalt oppskalere injeleksjon over noe tid etter hvert som de inngår kontrakt og mottar CO₂ fra flere kunder. Oppstart av injeleksjon i et gitt år betyr derfor ikke at prosjektet oppnår full injeleksjonskapasitet i det samme året.

4.4.4 Northern Lights klar for å lagre CO₂

I 2024 vil Northern Lights, med en årlig injeksjonskapasitet på 1,5 Mt CO₂/år, være klar til å ta imot CO₂ til det første kommersielle lageret for CO₂ på norsk sokkel. Det er derimot ikke ventet at lagring vil starte før i 2025 grunnet forsinkelser på fangstsiden av Langskip-prosjektet, hvor etableringen av CO₂-fangstanlegget ved Heidelberg Cements anlegg i Brevik har tatt noe lenger tid enn ventet. Northern Lights verdikjede er illustrert i Figur 34 og viser i tillegg fangstsiden i Langskip-prosjektet.

I 2023 inngikk Northern Lights to kommersielle avtaler for transport og lagring av CO₂ med henholdsvis Yara og Ørsted. Avtalen med Yara innebærer årlig transport av 800 000 tCO₂ per år fra 2025, mens avtalen med Ørsted omfatter 430 000 tCO₂ per år fra 2026.

4.4.5 Gassco og Dena-studien om storskala transport av CO₂

Gjennom det tysk-norske samarbeidet om utviklingen av en hydrogenverdikjede, har Gassco og Dena også gjennomført en studie knyttet til etableringen av en CO₂-verdikjede mellom Tyskland og Norge. Studien vurderer muligheten for CO₂-fangst og landtransport i Belgia og Tyskland, og offshore transport av 20-30 Mt CO₂ per år til lager på norsk sokkel. Sentralt i studien er pågående industriinitiativer for å etablere en europeisk CO₂-infrastruktur og -verdikjede.

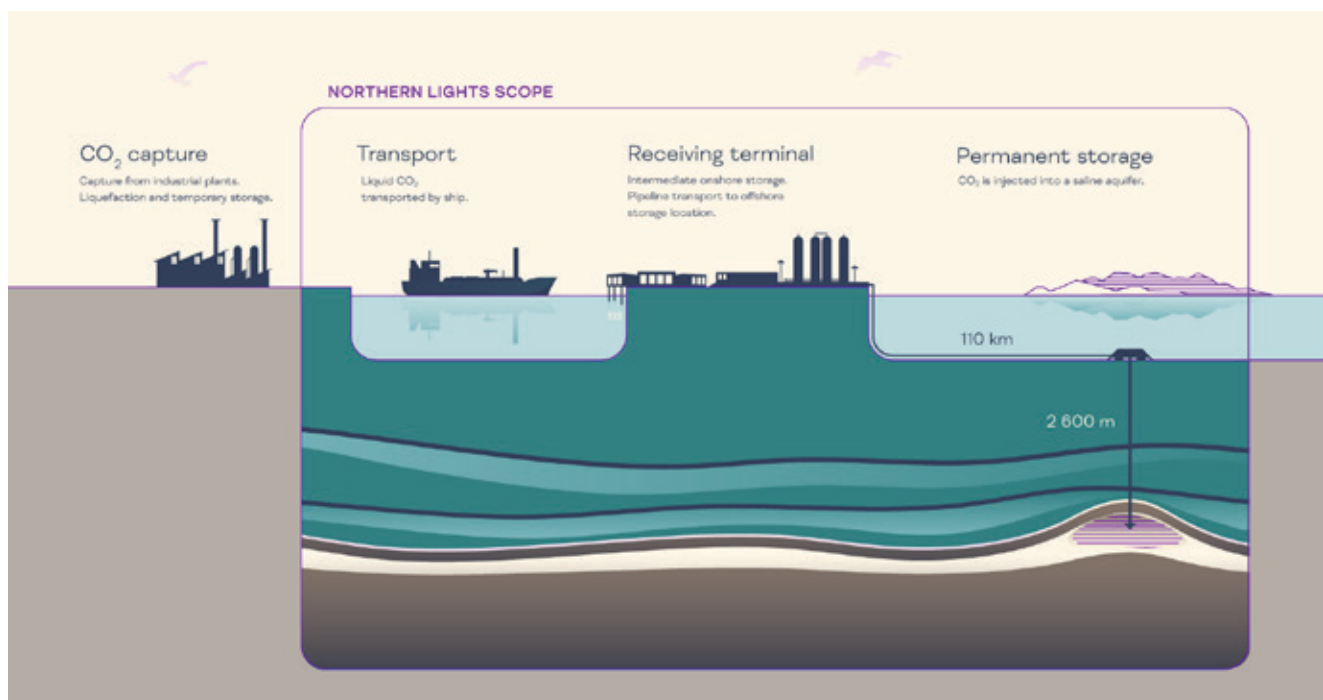
Det er vurdert fire transportløsninger som skal legges til rette for transport av CO₂ fra Tyskland og Belgia til seks lagre på norske sokkel (Smeaheia, Northern Lights Future (Aurora), Luna, Poseidon, Havstjerne and Trudvang), se Figur 35. Transportalternativene som vurderes er en

FIGUR

34

NORTHERN LIGHTS VERDIKJEDE FOR CO₂-TRANSPORT OG -LAGRING

Kilde: Årsrapport 2023, Northern Lights



kombinert rørinfrastrukturløsning, gjenbruk av eksisterende rørledninger, ny rørinfrastruktur med to separate ledninger og transport med skip. En oversikt av transportalternativene er vist i figuren under.

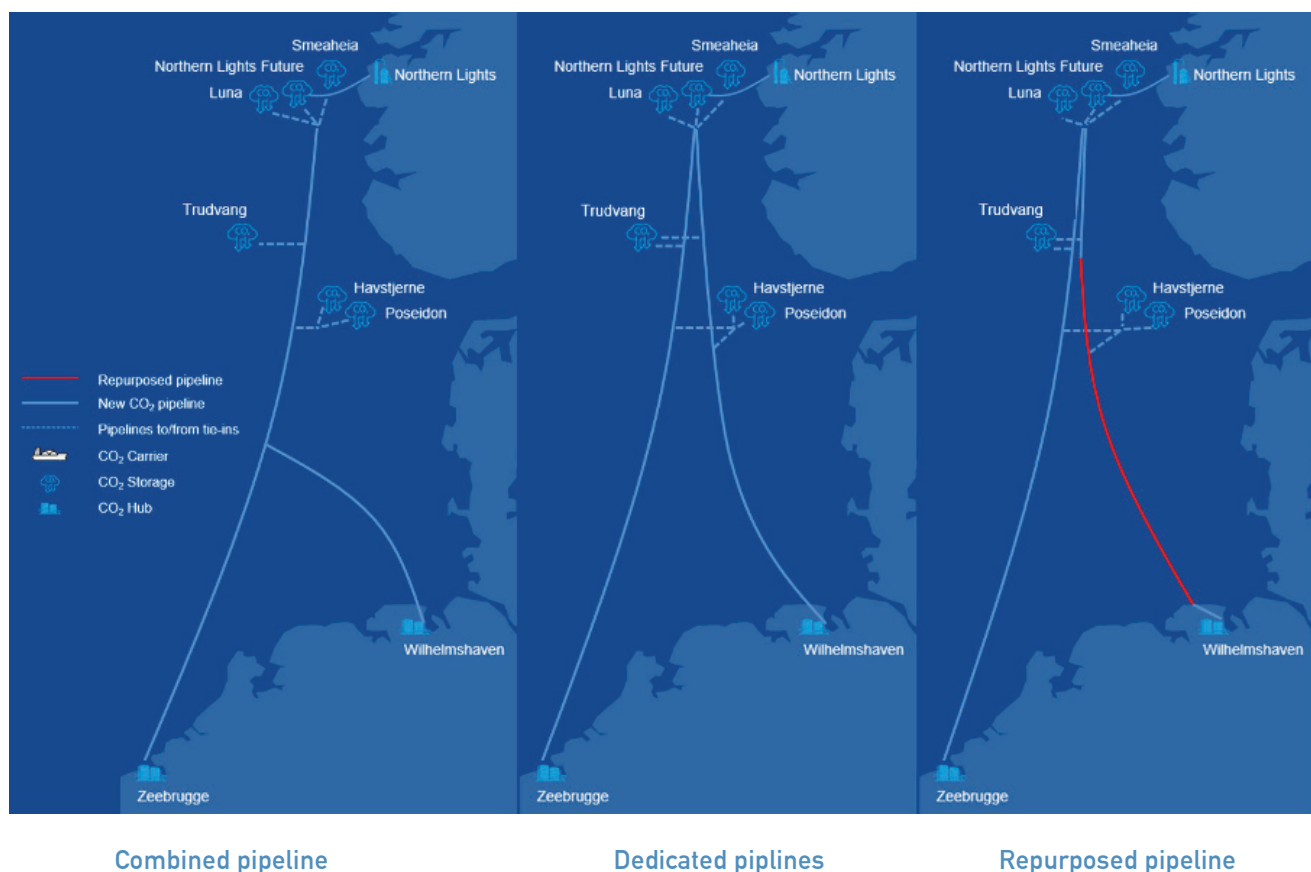
Studien viser at det er teknisk mulig å etablere storskala løsninger for CO₂-transport fra Nordvest-Europa til norsk kontinentalsokkel. Transportalternativet med to separate rør til sokkelen anses som den mest robuste løsningen. Gjenbruk av rørledningen Europipe for CO₂-transport under de forutsetninger som er gitt i studien medfører betydelige tekniske utfordringer som må løses før det kan anses som gjennomførbart. Varierende lagringsforhold slik som avstander, vann dybde og reservoartrykk kan gjøre det

krevende å integrere de seks lagrene i et kombinert rørtransportsystem. Utfordringene kan håndteres ved å designe rørledningssystemer med forskjellige driftsforhold eller ved å inkludere fasiliteter som for eksempel trykkstøtte eller oppvarming som en del av lagerfasilitetene.

Med de forutsetninger som ligger til grunn for storskalastudien er rørledningsalternativene mest kostnadseffektive sammenlignet med transport på skip. Equinor modner i prosjektet «CO₂ highway Europe» en opsjon for et CO₂-rør knyttet til Belgia, og selskapet vurderer nå om arbeidet med en videre modning av et CO₂-rør til Tyskland skal gjenopptas.

FIGUR 35 GASSCO OG DENA - STUDIE CO₂-TRANSPORTALTERNATIVER

Kilde: Gassco



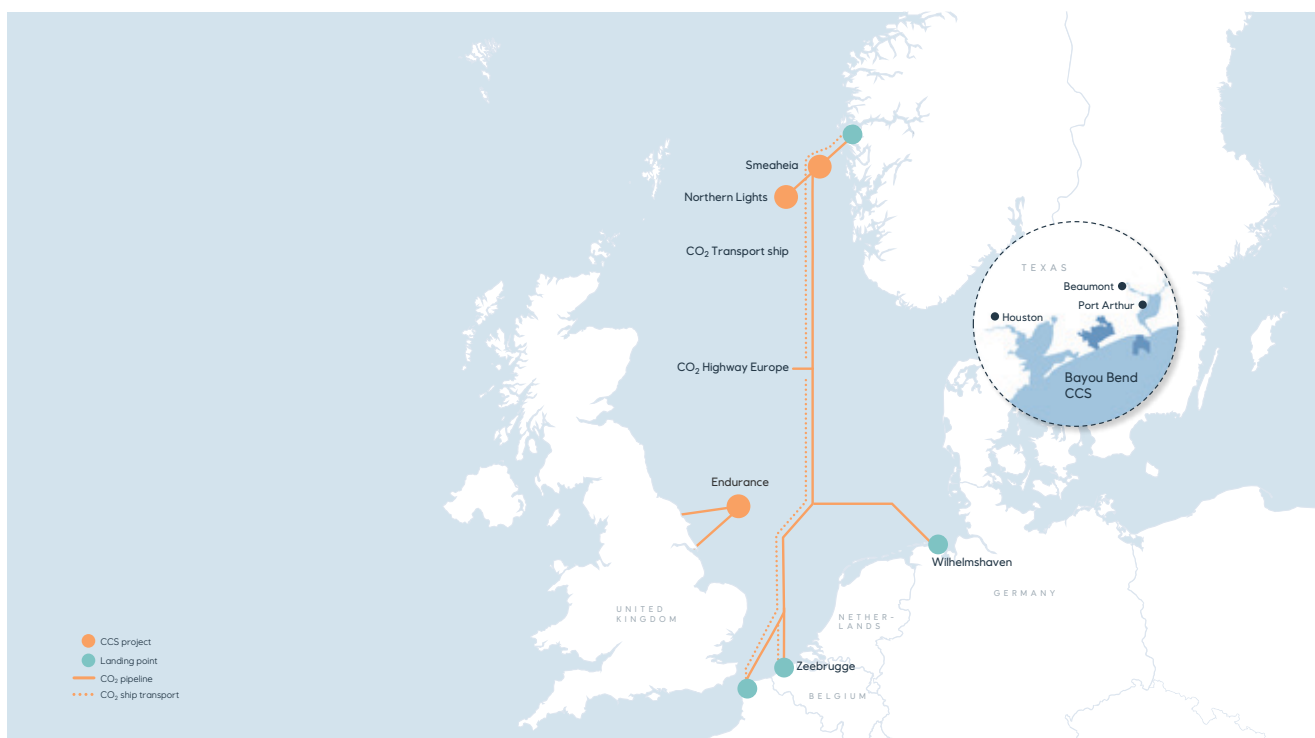
4.4.6 «CO₂ highway Europe» -Storskala CO₂-infrastruktur med fangst i Europa til lager i Norge

I tilknytning til Equinors lagringsprosjekt på Smeaheia planlegges rørledninger for transport av CO₂ fra Europa til lagring i Nordsjøen, se konseptillustrasjon i Figur 36. Prosjektet vil koble kunder i Nordvest-Europa til store lager på Smeaheia og derigjennom representere en banebrytende endring for CO₂-transport. Rørledningen reduserer transportkonstandene knyttet til CO₂-transport med mer enn 50 prosent sammenlignet med transport på skip og har i tillegg fordeler knyttet til høyere driftssikkerhet og reduserte livssyklusutslipp. Prosjektene gjennomføres av Equinor i samarbeid med Fluxys og Wintershall. Transportkapasiteten i rørledningen er planlagt etablert innen 2030, med ambisjoner om å øke utnyttelsen mot 30-50 Mt CO₂ per år innen 2035.

Studien viser at det er teknisk mulig å etablere storskala løsninger for CO₂-transport fra Nordvest-Europa til norsk kontinentalsokkel.

FIGUR 36 CO₂ HIGHWAY EUROPE OG NORGE-TYSKLAND PIPELINE

Kilde: Equinor ASA



4.4.7 CO₂-terminal Gismarvik

Horisont Energi arbeider med å etablere en CO₂-terminal for midlertidig lagring av CO₂ før det sendes i rør til lagring i Nordsjøen. Prosjektet vil være knyttet til Haugaland Næringspark lokalisert på Gismarvik. Terminalen skal ha kapasitet til å mellomlagre CO₂ for prosjekter som samlet sett har en årlig injeksjonskapasitet på 24 Mt CO₂ per år og vil ta imot CO₂ fra både lokale og europeiske kunder, se konseptillustrasjon Figur 37.

Gassnova tildelte i 2023 prosjektmidler til konsortiet CCS Haugalandet for å gjennomføre en teknisk-økonomisk analyse av fordelene ved en felles infrastruktur for transport og lagring av CO₂ fra

industrianleggene i regionen. Konsortiet, bestående av Sintef, Eramet Norway Sauda, Hydro, Gassco, Equinor og Haugaland Næringspark (HNP), hadde i 2022 samlede utslipp på 1,5 Mt CO₂. Utslippene ventes å øke etter hvert som nye industrier etableres i tilknytning til Haugaland Næringspark. Studien evaluerte fire ulike logistikkalternativer og vurderte lønnsomheten til de ulike alternativene ut ifra mengden CO₂ som transporteres, avstanden til CO₂-lagringsterminalen og reduksjon av trykk under transport. Studien fant at samarbeid om logistikkutvikling, samt nærhet til landbasert lagringsanlegg slik Horisont Energi planlegger, vil kunne gi kostnadseffektive løsninger.

FIGUR **37** KONSEPT FOR GISMARVIK CO₂ HUB.

Kilde: Horisont Energi



4.4.8 Enova med økt satsing mot punktutslipp og tildeling til banebrytende prosjekter innen karbonfangst

For 2024 økte Regjeringen bevilgningen til Enova med 1,5 milliarder kroner til å redusere punktutslipp. Ni tildelinger til banebrytende forprosjekter innen karbonfangst for til sammen 198,4 millioner kroner ble offentliggjort 18. mars.

Samspillet mellom marked, virkemidler og reguleringer har ikke vært tilstrekkelig for å muliggjøre karbonfangst som en reell klimaløsning i tide til å nå klimamålene innen 2030. Prosjektene er for kostbare og med for høy risiko for selskapene. Enova-programmet er utformet for å adressere noen av disse barrierene og midlene til forstudiene skal bidra til å mobilisere markedet og utløse mange gode og viktige prosjekter.

Oversikt tildelinger til forstudier karbonfangst:

- Kårstø Membran CO₂ Removal Plant, Tysvær: 50,0 mNOK
- CCS & Energy hub Rana, Rana: 16,8 mNOK
- RÅCCS – Rådalen CCS, Bergen: 28,6 mNOK
- Forprosjekt Forus CO₂, Sandnes: 11,3 mNOK
- Bioforbrenning på Follum, Ringerike: 11,6 mNOK
- Eidsiva Bioenergi på Trehørningen, Hamar: 12,2 mNOK
- Equinor Tjeldbergodden Utviklingsplan, Aure: 15,6 mNOK
- NorDAC Kollsnes karbonfangst fra omgivelsesluft, Øygarden: 26,3 mNOK
- Norse Pine – Climeworks Norway DAC Feasability Study, Bergen: 26,0 mNOK

Samspillet mellom marked, virkemidler og reguleringer har ikke vært tilstrekkelig for å muliggjøre karbonfangst som en reell klimaløsning

4.4.9 Barrierer og behov

Miljødirektoratets vurdering

I rapporten «*Et 2035-bidrag som sikrer omstilling nasjonalt - vurderinger og anbefalinger fra Miljødirektoratet*» utreder Miljødirektoratet effekten av 62 ulike tiltak for reduksjon av utslipp av klimagasser, hvor femten tiltak representerer 84 prosent av utslippsreduksjonspotensialet i 2035. Karbonfangst og -lagring står alene for rundt en tredjedel av utslippsreduksjonene, med et potensial til å levere ca. 5,5 Mt utslippsreduksjon i 2035. Tilgang på lager og etablering av infrastruktur for transport er identifisert som barrierer. Lagringsaktører trenger generelt også å etablere kontrakter for betydelige volum for å kunne

gjøre investeringsbeslutninger. For å realisere karbonfangst og -lagring i tråd med identifisert potensial i Norge vil det derfor være behov for støtte til infrastruktur og samordning av fangstprosjekter i klynger slik at de kan levere volumer som er kommersielt attraktive for lagringsaktører. Alternativt kan staten gjennom offentlig eierskap eller andre virkemidler anskaffe lager på vegne av fangstaktører gjennom konkurranse mellom lageraktørene. Det bør imidlertid bemerkes at Miljødirektoratets rapport fokuserer på hva som kreves for å realisere fangst på anlegg i Norge, og i liten grad berører hva som kreves for at Norge kan etablere en kommersiell industri for karbonlagring på sokkelen.

Sentrale barrierer:

- Det er fortsatt uklårheter knyttet til hvilket avgifts- eller skatteregime aktivitetene underlegges, krav til finansiell sikkerhets-stillelse samt akseptkriterier for lekkasjerisiko.
- Betydelig finansiell og teknisk risiko ved store investeringer i infrastruktur, spesielt innenfor verdikjeder og markeder i en etableringsfase.
- Flere lisenser er tildelt, men konkurransen er tilspisset og det er enormt kostbart å modne frem og forberede en søknad, med stor risiko for tapt investering. Det stilles krav til særskilt høy modenhet ved søknad, som i tur krever investeringer som står i fare for å gå tapt. Videre justeres fortløpende krav og retningslinjer for søknadsprosessen som igjen bidrar til usikkerhet til prosessen.
- Uavklarte forhold i EUs Net Zero Industry Act utgjør en stor usikkerhet for lageraktørene på norsk sokkel.

Industriens behov:

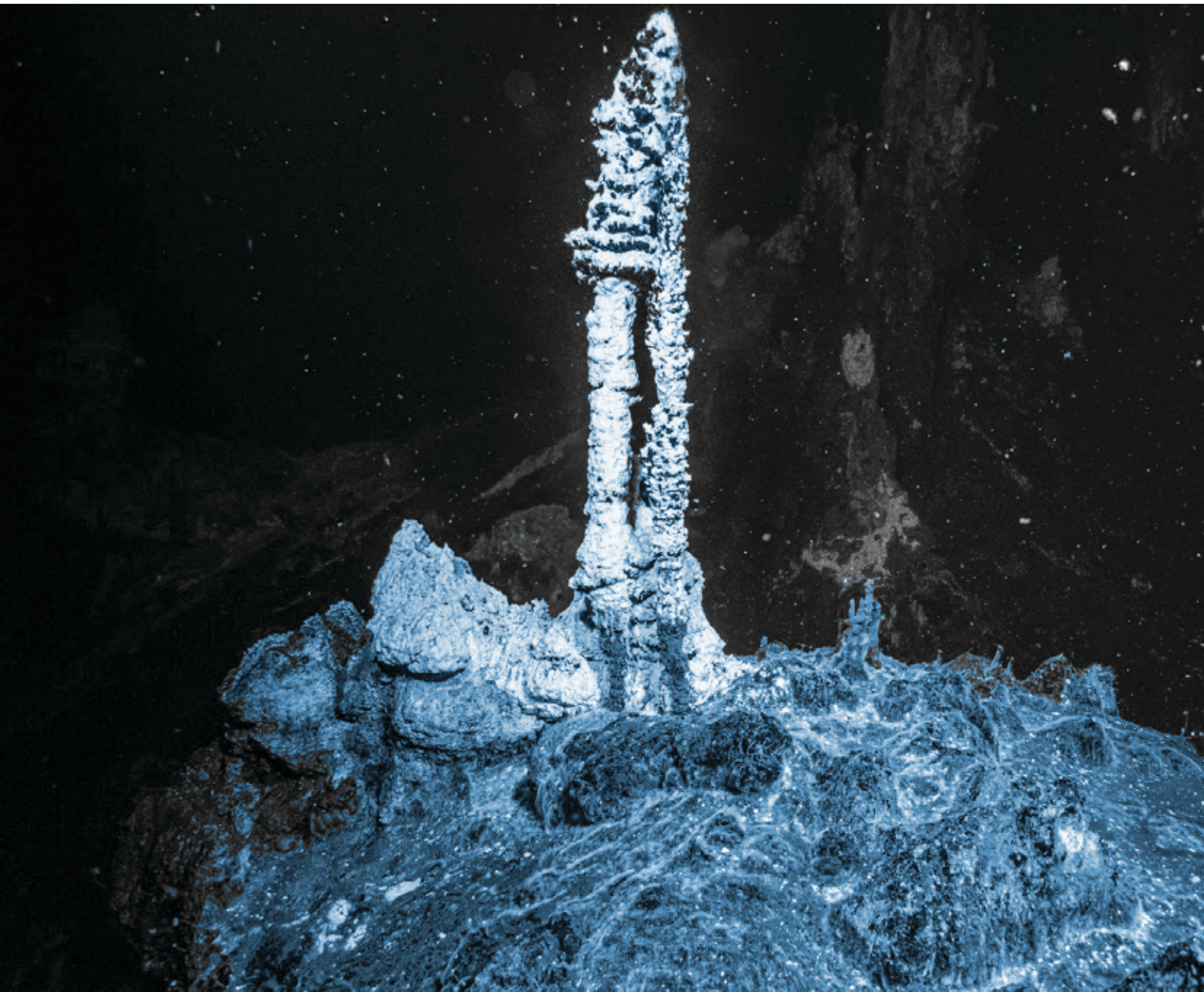
- Virkemiddelapparatet bør tilpasses slik at det bidrar til finansiell risikoavlastning samt legger til rette for å modne fram løsninger for å sikre nødvendig skala, læring og kostnadsreduksjoner både for CO₂-fangst og -lagring. Det bør fokuseres på hele CCS-verdikjeden og settes inn tiltak for å styrke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

4.5 Havbunnsmineraler

KonKraft støtter prosessen for undersøkelse og utvinning av havbunnsmineraler på norsk sokkel. Leting og utvinning av marine mineraler vil danne grunnlag for nye arbeidsplasser og verdiskaping samtidig som det sikrer tilgang på kritiske mineraler både for å imøtekomme etterspørsel globalt og for å redusere geopolitiske utfordringer. Den nye næringen vil samtidig sikre at teknologi og kunnskap fra den norske offshore- og prosessindustrien videreutvikles.

Nå som en åpningsbeslutning er tatt, bør det åpnes for lisensiering for letevirksomhet. Åpningen av et område betyr ikke at man starter utvinning. KonKraft støtter den stegvise tilnærmingen det legges opp til knyttet til åpning, leting og eventuell utvinning av havbunnsmineraler. Utvinning av havbunnsmineraler blir bare igangsatt om letefasen viser at det kan gjøres miljømessig og økonomisk forsvarlig.

Fremover er etableringen av finansielle, arealmessige og arbeidsrelaterte rammebetingelser sentralt for å sikre forutsigbarhet i utviklingen for næringen.



Utviklingen i EUs energi- og klimapolitikk har avgjørende betydning for KonKrafts arbeid med å utvikle en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel



5

EUS KLIMA- OG ENERGIPOLITIKK AVGJØRENDE FOR UTVIKLINGEN PÅ NORSK SOKKEL

EU er det viktigste markedet for norske petroleumsressurser, og utviklingen i EUs energi- og klimapolitikk har avgjørende betydning for utviklingen av en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel. For norsk olje- og gassvirksomhet vil EUs tilstramminger i energi- og klimapolitikken særlig påvirke sluttbrukermarkedet. EU har også høye ambisjoner og utvikler politikk for å oppskalere verdikjeder for CCS, hydrogen og havvind. EUs rammebetingelser i form av markedsdesign, støtteordninger, kvotepriser og krav, vil få stor betydning for satsingen på disse verdikjedene på norsk sokkel. Her må norske myndigheter være påkoblet, koordinert og proaktive for å sikre at norske aktører beholder og styrker sine konkurransefortrinn.

5.1.1 EUs energi- og klimapolitikk er avgjørende for utviklingen på norsk sokkel – mange viktige vedtak er fattet og enda flere ventes fremover

Utviklingen i EUs energi- og klimapolitikk har avgjørende betydning for KonKrafts arbeid med å utvikle en fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel. EU er det viktigste markedet for norske petroleumsressurser, og unionens arbeid med å fase ut fossil energi på en måte som ikke går på bekostning av priser og forsyningssikkerhet vil ha helt avgjørende betydning for den videre utviklingen av norske ressurser. EU har også høye ambisjoner og utvikler politikk for å oppskalere verdikjeder for

CCS, hydrogen og havvind. EUs rammebetingelser i form av markedsdesign, støtteordninger, kvotepriser og krav, vil få stor betydning for satsningen på disse verdikjedene på norsk sokkel.

I 2020 lanserte Europakommisjonen *European Green Deal*, en storstilt plan for grønn vekst for EU mot 2050. Pakken legger opp til en gjennomgripende omstilling av økonomien og samfunnet gjennom ambisiøse mål for utslippskutt innen 2030 og 2050. Disse klimaambisjonene har siden vært førende for all videre politikkutforming knyttet til klima, energi og industri i Europa. For å nå målet om 55 prosent utslippskutt til 2030 lanserte Kommisjonen deretter virkemiddelpakken Fit-for-55.

Pakken innebærer en tilstramming av alle eksisterende klimarammeverk og en rekke nye virkemidler og bestemmelser. De siste årene har Europaparlamentet og medlemsstatene forhandlet seg frem til enighet om det aller meste av innholdet i Fit-for-55, og implementeringen har allerede begynt. Parallelt med at det arbeides for å nå 2030-målet, utarbeides det også langsiktige strategier og planer for å sikre at EU er i stand til å levere på det langsiktige målet om netto null utslipp i 2050.

EUs klima- og energipolitikk har blitt og blir også fremover sterkt farget av utviklingen på andre områder:

- **Sikkerhetspolitikk:** Russlands invasjon av Ukraina og reduserte gassleveranser brukt som et strategisk fokus på utfasing av russiske energileveranser. Det har ført til oppjustering av ambisjonene innen energieffektivisering og utbygging av fornybar energi, men også ført til diversifisering av gassimporten som har stor betydning for Norges rolle som leverandør av naturgass og andre energibærere. Ønsket om et mer selvforsynt EU fører også til et større behov for å styrke de strategiske verdikjedene i det grønne skiftet fra utvinning til ferdig produkt.
- **Handelspolitikk:** EU opplever økende global konkurranse fra bl.a. USA og Kina om å ta lederskap innen sentrale verdikjeder for lavutslippssamfunnet (batterier, hydrogen, solkraft, CCS etc.). Massiv bruk av støtteordninger og subsidier hos globale konkurrenter får konsekvenser for hvilke rammebetingelser EU utvikler for å stimulere til den grønne omstillingen.
- **Natur og biodiversitet:** Parallelt med klimakrisen, er det også økende oppmerksomhet rettet mot risikoen knyttet til nedbygging av naturarealer, tap av biodiversitet og forurensning. EU har høye ambisjoner på natur- og miljøområdet, noe som også får implikasjoner for politikk og reguleringer innenfor energifeltet.

Arbeidet med å kutte klimagassutslipp vil få stor betydning også i årene som kommer. Den nye Europakommisjon som skal innsettes i 2024 forventes å vedta mål for utslippskutt til 2040 og følge opp med en virkemiddelpakke som kan sikre måloppnåelse. Kombinert med et mer spent geopolitisk sikkerhetsbilde, en mer krevende global konkurransesituasjon og høye ambisjoner knyttet til miljø og naturbeskyttelse, vil dette få avgjørende betydning for utviklingen av energinæringen på norsk sokkel i årene som kommer. Behovet for å følge, forstå og påvirke utviklingen i EU vil derfor bli stadig viktigere for KonKraft fremover.

5.1.2 Oversikt over EUs energi- og klimapolitikk med betydning for KonKraft

I årets statusrapport har KonKraft utarbeidet en oversikt som oppsummerer viktige utviklingstrekk og lovgivning fra EU som får betydning for aktørene på norsk sokkel mot 2030 og 2050. Oversikten er ment å fungere som et referansepunkt for de klima- og energipolitiske endringene i EU som får størst betydning for aktørene på norsk sokkel.

I oversikten synliggjøres hvilke bestemmelser og prosesser som påvirker enkelte eller flere av områdene: olje og gass, CCS, hydrogen og havvind. Videre skiller oversikten mellom enkeltbestemmelser i ulike rettsakter (over tidslinen) og spesifikke ambisjoner og mål, særlig for 2030 (under tidslinjen). Prosesser som går over lengre tid som utvikling i markeder og infrastruktur for nye verdikjeder samt sentrale klimarammeverk er inkludert nederst i figuren. Oversikten over EUs energi og klimapolitikk er ikke fullstendig, men dekker mange viktige bestemmelser som påvirker bransjen de kommende årene.²³

²³ Det kan på sikt vurderes å lage en digital versjon av oversikten, noe som gir økte muligheter for å legge inn mer informasjon, avgrense oversikten til enkeltsektorer og å oppdatere oversikten løpende.

TIDSLINJE

Viktige endringer i EUs klima- og energipolitiske rammeverk

Tidslinjen viser en oversikt over EUs klima- og energipolitikk og omfatter regelverk og strategier som vil treffe ulike forretningsområder knyttet til aktivitet på norsk sokkel fremover.

Sammenstillingen inkluderer viktige bestemmelser og ambisjoner og henviser til kilden (regelverket strategien) samt hvilket forretningsområde som blir påvirket ved hjelp av fargekoding.

Bestemmelser trer i kraft i EU

2023

- Fornybardirektivet (RED III)** ⚙️🌱🌊
- Fornybarutbygging får særskilt prioritet
- REDIII Delegated Act** 🌱
- Kriterier for fornybart hydrogen
 - Metodologi for utslippsbesparelser

2024

- Hydrogen og avkarboniseringspakke** 🌱
- Kriterier for lavkarbon hydrogen
- TEN - E - felles prosesser for havnett** 🌊
- Nettutviklingsplan utarbeides av ENTSO- E
 - Retningslinjer utarbeides for kost- nytte- vurderinger og kostnadsfordeling for hybridprosjekter
- Metanforordningen** ⚙️
- Net Zero Industry Act**

2025

- Fuel EU Maritime** ⚙️
- Krav til 2 % reduksjon utslippsintensitet i energibruk (Well to tank)

2026

2026

- CSRD** ⚙️
- Sektorvise rapporteringskrav innføres
- REDIII** 🌊
- Identifisering av særlig aktuelle utbyggingsområder
- Strategi for industriell CO₂-håndtering** ➡️
- Aggregeringsplattform CO₂ - tjenester
 - Investeringsatlas CO₂-lagring

2027

- Metanforordning** ⚙️
- Krav til rapportering også for import til EU

2028

2029

2030

- REDIII** ⚙️
- 29 % fornybarandel transport
- REDIII** 🌱
- 42 % av industriens hydrogenforbruk fra RFNBO
 - 1,2 % av energiforsyningen i havner er RFNBO
 - Minst 1 % av energiforsyningen til transportsektor fra RFNBO (Renewable fuels of non-biological origin)
- AFID - infrastruktur for alternative drivstoff** 🌱
- Offentlige fyllestasjoner for hydrogenkjøretøy tilgjengelig

2030

- FuelEU Maritime** 🌱⚙️
- 2 % av sluttbruket av energi fra RFNBO

2030

- REDIII** 🌱
- 60 % av industriens hydrogenforbruk fra RFNBO

Ambisjoner og mål

2024

- Produksjonsmål - ikke bindende** 🌱
- EUs hydrogenstrategi*
- 1 Mt fornybar H₂ produksjon

2030

- Netto 55 % utslippsreduksjon** ⚙️➡️🌱🌊
- Fit- for-55 - European Green Deal*
- Produksjonsmål** 🌱
- RePowerEU*
- 10 Mt fornybar H₂ import
 - 10 Mt fornybar H₂ produksjon
- Produksjonsmål** 🌊
- EUs strategi for fornybar havenergi*
- 60 GW kapasitet

- CO₂ lagerambisjon** ➡️
- Net Zero Industry Act*
- ~50 Mt CO₂ injeksjonskapasitet i EU
- Fornybarmål** ⚙️🌱🌊
- REDIII - Fornybardirektivet*
- Minst 42,5 % av EUs sluttforbruk skal være fornybart
- Industriutviklingsmål** ⚙️➡️🌱🌊
- Net Zero Industry Act*
- 40 % produksjonskapasitet av EUs årlige behov for strategiske nullutslippsteknologier

- Prosseseringsmål** ⚙️➡️🌱🌊
- Critical Raw Materials Act*
- Prossesere 40 % av eget forbruk
- Energieffektiviseringsmål** ⚙️🌱🌊
- Energieffektiviseringsdirektivet*
- 11,7 % reduksjon i energiforbruk sammenlignet med forventet forbruk
- Metanforordningen** ⚙️
- Innføring av maks metanintensitet for egenproduksjon og import»

Markeds- og infrastruktur- utvikling

Utvikling sentrale klima- rammeverk

Fornybare og lavutslippsgasser 🌱

★ Nytt markedsregelverk trer i kraft

Tilpasning av nasjonale regelverk for innfasing av lav- og nullutslippsgasser / Integrert planlegging av infrastruktur for hydrogen, gass og kraft

CCS ➡️

Utvikling av felles standarder og regler for produkt og infrastruktur

Maritim CO₂- transport

Utvikling av kommersielle markeder og rørtransport

EU ETS ⚙️➡️🌱

EU ETS fase IV

★ ETS revisjon

Utfasing vederlagsfrie kvoter luftfart

★ Negative utslipp vurderes

★ Offshorefartøy >5000 BT omfattes

★ 62 % utslippsreduksjon

CBAM ⚙️🌱

Overgangsfase: Rapporteringskrav for direkte og indirekte utslipp av import

Trinnvis innfasing av CBAM

2027

2028

2029

2030

2032

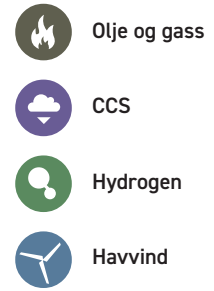
2034

★ Vurdering av rammeverk inkl. utvidelse flere sektorer og indirekte utslipp

★ Vurdering av rammeverk inkl. effekt på internasjonal handel og karbonlekkasje

★ Mulig inkludering av raffinering og sukker

100 %



2040

Kommisjonsforslag 2040- mål 📌

- 70 % reduksjon fossile brenslers til energiformål

Hydrogen og avkarboniseringspakke 📌

- Sluttdato for langsiktige gassavtaler

2050

FuelEU Maritime 📌

- 80 % reduksjon utslippsintensitet i energibruk (well- to- tank)

2040

2040

Netto 90 % utslippsreduksjon 📌 📌 📌 📌*Anbefaling fra EU Kommisjonen***CO₂ lagerbehov** ➡*Strategi for industriell CO₂- håndtering*

- ~250 Mt CO₂ injeksjonskapasitet i EØS

CO₂ fangstbehov ➡*Strategi for industriell CO₂- håndtering*

- ~280 Mt CO₂

2050

2050

Netto nullutslipp 📌 📌 📌 📌*European Green Deal***Produksjonsmål** 📌*EUs strategi for fornybar havenergi*

- 300 GW kapasitet

CO₂ fangstbehov ➡*Strategi for industriell CO₂- håndtering*

- ~450 Mt CO₂

Etablerte markeder og nettverk av rørtransport**EU ETS**

Kvotehandelsystemet er EUs viktigste klimapolitiske verktøy og dekker ca. 40 % av EUs totale utslipp per i dag. Det settes et samlet utslippstak på tvers av de inkluderte sektorene, og hvert år auksjoneres kvoter (og noen tildeles gratis) basert på taket som faller over tid.

CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism)

Karbondoll på import av utslippsintensive produkter for å motvirke karbonlekkasje, trinnvis innføring 2026-2034, i takt med utfasing av vederlagsfrie kvoter i industri. Sektorer som omfattes fra start: hydrogen, jern og stål, sement, aluminium, kunstgjødsel og kraft

5.1.3 Noen viktige utviklingstrekk for norsk sokkel

I infogrammet er noen sentrale endringer i EUs lovgivning og konsekvenser for ulike deler av KonKrafts virksomhetsområder oppsummert. For **olje- og gassvirksomheten** vil EUs energi- og klimapolitikk særlig påvirke etterspørselssiden. Målsetninger om redusert energibruk i kombinasjon med bindende mål om økt andel fornybar energi vil virke i retning av fallende forbruk av fossil energi. Samtidig vil fokuset på å fase ut energileveranser fra Russland også øke betydningen av norske energileveranser fremover. Nye krav til måling og overvåking av metanutslipp gjennom metanforordningen vil også få stor betydning for norsk offshore og landbasert petroleumsvirksomhet. Dette understreker viktigheten av at produksjonsutslippene fra norsk olje- og gassnæring kuttes for å ytterligere styrke konkurransekraften på sokkelen framover og sikre arbeidsplasser og inntekter til fellesskapet.

For **offshore maritim virksomhet** blir EU også stadig viktigere. Maritime utslipp skal innlemmes i EUs kvotemarked og forordningen FuelEU Maritime setter bindende krav til fallende utslippsintensitet over tid. Det er fortsatt en del uklarheter knyttet til hvilke fartøysegmenter som vil innlemmes når, men over tid kan EUs rammebetingelser bli en viktig driver for omstilling til lav- og nullutslippsdrivstoff på norsk sokkel.

Havvind pekes på som en av de sentrale teknologiene for å sikre tilstrekkelig fornybar energi til å kunne realisere EUs ambisiøse klimamål. EU stiller krav til utredningsarbeid, hurtighet i saksbehandling og fastsettelse av mål for fornybar energi per havområde for å stimulere til økt utvikling. Behovet for samarbeid mellom medlemsland sees på som viktig for en effektiv utvikling av de europeiske havvindressursene og EU tilrettelegger for koordinering og samarbeid på flere ulike måter.

Gjennom en oppdatert gassmarkedspakke har EU tilpasset det europeiske regelverket for å tilrettelegge for en økende andel lav- og nullutslippsgasser, inkludert **hydrogen**. EU har definert kriterier for *fornybart hydrogen*, og det pågår arbeid for å definere kriteriene for å kvalifisere *lavutslippshydrogen*. Det er formulert ambisiøse mål for produksjon og forbruk av fornybart hydrogen både på EU-nivå og for enkeltsektorer som industri og transport. Det er ingen mål for bruken av lavkarbonhydrogen som f.eks. blått hydrogen, men det er likevel lagt til rette for at dette skal kunne tas i bruk i alle sektorer.

EU har tatt store steg knyttet til **CO₂-håndtering** de siste årene. Økende utslippskostnader gjør CO₂-fangst fra industri, avfallsforbrenning og andre utslippspunkt mer aktuelle. Behovet for negative utslipp aktualiserer også kombinasjonen av biogene energikilder med CO₂-fangst (BECCS) eller direkte fangst av CO₂ fra luften (DACCS). Det er satt mål for CO₂-injeksjonskapasitet på 50 Mt i 2030 og ytterligere målsetninger er lagt frem som forslag i et strategidokument fra Kommisjonen våren 2024. Videre utvikling i EUs mål, virkemidler og rammebetingelser for CO₂-håndtering vil ha stor betydning for satsningen innen dette området på norsk sokkel.

For havvind, hydrogen og CO₂-håndtering, vil det pågående arbeidet i EU gi viktige føringer for etableringen av markeder for produkter og tjenester for å realisere disse verdikjedene. Her må norske myndigheter være påkoblet, koordinert og proaktive for å sikre at norske aktører beholder og styrker sine konkurransefortrinn.



Olje- og gassvirksomhet

Redusert etterspørsel etter olje og gass

De ambisiøse klimamålene som er vedtatt for 2030 vil føre til en raskere utfasing av fossile energikilder. En lang rekke konkrete virkemidler i fit-for-55 virker i denne retning.

- Energieffektivisering
 - Økt fornybarandel
 - Høyere pris på utslipp av klimagasser
 - Sluttdato på langsiktige gassavtaler
 - Krav og virkemidler til utslippskutt i bygg, industri, veitransport, luftfart, maritim sektor
- +++

Samtidig kan et økt fokus på energisikkerhet og verdikjedeutslipp gi fortrinn til norske energileveranser

- EU har dedikerte mål om å fase ut avhengigheten av russisk gass, bl.a. gjennom å økt importen fra andre kilder og strategiske partnerskap
- Rom i markedsregelverket for å utelukke gass fra Russland/Belarus
- EUs klimapolitikk tar i økende grad høyde for oppstrøms utslipp, noe som gir norske rørgassleveranser et fortrinn

Metanforordningen gir viktige føringer og kan få store konsekvenser for offshore og landbasert olje- og gassvirksomhet.



Offshore maritim virksomhet

Maritime utslipp er nå på full vei inn i EUs klimapolitikk:

- Maritime utslipp innlemmes i ETS
- FuelEU Maritime setter bindende krav til redusert utslippsintensitet og bruk av landstrøm

EU har en teknologinøytral tilnærming til lav- og nullutslippsdrivstoff, og det er uklart om det bør satses på alle teknologier eller om man bør være strategisk

Offshorefartøy vil omfattes i løpet av de kommende årene, men fortsatt usikkerhet knyttet til hvilke segmenter og når de omfattes

- Drivstoffkostnadene vil på sikt øke som følge av kvoteplikt
- Økt press på omstilling til lav- og nullutslippsløsninger, men høye tiltakskostnader gjør at store ombygginger trolig lar vente på seg

Det vil ta noe tid før vi ser de store effektene av de europeiske rammeverket.

- Gradvis innlemmelse i ETS
- Begrensede krav til redusert utslippsintensitet på kort sikt
- Det norske rammeverket trolig vel så viktig som det europeiske på kort sikt.



CCS

Økende utslippskostnader og ambisjoner for utslippskutt gjør CCS stadig mer aktuelt.

- Tilstramming av ETS og høyere krav til nasjonale og regionale utslippskutt gjør CO₂-fangst og -lagring mer bedriftsøkonomisk
- Fremover: Negative utslipp i ETS.

Grensekryssende infrastruktur for CO₂ videreføres i TEN-E, mulighet for PCI-status.

CO₂-injeksjonskapasitetsmål i Net Zero Industry Act.

- EØS-relevans kan være viktig for om norske prosjekter omfattes

Industrial Carbon Management Strategy lansert februar 2024

- Mål for fangst og lagring,
- Rammeverk for planlegging og utbygging av infrastruktur



Hydrogen

En rekke lovtekster tilrettelegger for og setter bindende mål om økt bruk av hydrogen i det europeiske energisystemet mot 2030:

- Fornybardirektivet: Industri, transport
- Grensekryssende hydrogeninfrastruktur inkludert i TEN-E
- Gassmarkedsregelverket i EU utvidet til hydrogen

Tydelige mål for fornybart hydrogen, detaljene rundt lavutslippshydrogen venter

- Ikke lovfestet ambisjon om 10 Mt innen 2030
- Bindende mål for økt bruk av RFNBO i industri og transport

Hydrogen omfattes av CBAM

Frikvoter for hydrogenproduksjon vil fases ut over tid



Havvind

Havvind blir avgjørende for å realisere ambisiøse europeiske klimamål.

Viktige vedtak siste år inkluderer:

- Krav om felles ambisjoner for offshore fornybar energi pr. havområde
- ENTSO-E skal lage felles havnettplaner for Nordsjøen
- Regelverk for kost-/nyttevurderinger følger
- Krav til maksimal saksbehandlingstid for havvind innenfor og utenfor RAAs

5.1.4 Norsk klima- og energipolitikk for offshorebransjen og sammenheng med EUs ambisjoner

Norge er ikke medlem i EU og EØS-relevansen av lovgivningen må derfor vurderes i hvert tilfelle. Per i dag har deler av EUs energi- og klimarammeverk blitt innlemmet i EØS-avtalen og norsk lov, mens andre deler enten er besluttet ikke EØS-relevant eller ligger fortsatt til vurdering. Norge er for eksempel del av EUs kvotemarked ETS, mens de nyere versjonene av Fornybardirektivet ikke er innlemmet i norsk lov. Det er viktig at norske myndigheter vurderer konsekvensene og eventuelt behovet for egne virkemidler, når EU-lovgivning på klima- og energiområdet blir vurdert til å ikke være EØS-relevant eller blir liggende svært lenge til vurdering. I sin rapport om et norsk klimamål for 2035 skriver Miljødirektoratet om EUs kombinasjon av kvotemarkedet med andre virkemidler:

«I den offentlige debatten tas det ofte for gitt at kvotesystemet vil "ordne opp" så lenge kvotetaket strammes inn. Her skiller Norge seg fra EU, som har tatt inn politikk som supplerer kvotesystemets rolle som virkemiddel.

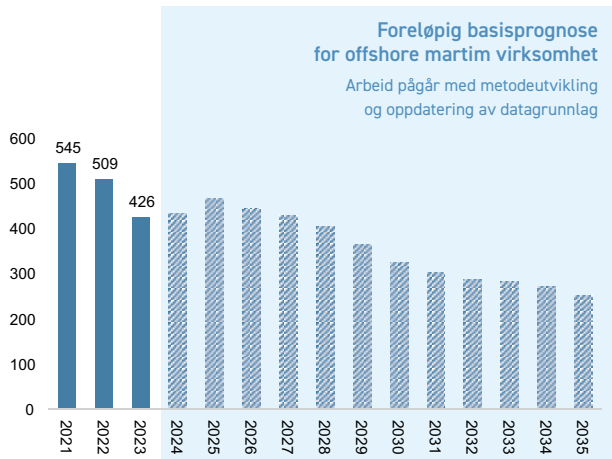
EUs kombinerer kvotesystemet med andre virkemidler. For eksempel gir fornybardirektivet, som ble implementert i 2009, hvert EU-land fornybarmål som krever nasjonale virkemidler. Storstilt støtte til fornybar kraftproduksjon gjennom feed-in tariffen og differansekontrakter har økt EUs fornybarandel betydelig og muliggjort nedgangen i produksjon fra kvotepliktige kull- og gasskraftverk. Dermed har kvoteprisen i realiteten ikke reflektert marginalkostnaden for utslippsreduksjoner innen kvotetaket.»²⁴

24 Miljødirektoratet (2023) - Et 2035-bidrag som sikrer omstilling nasjonalt

6

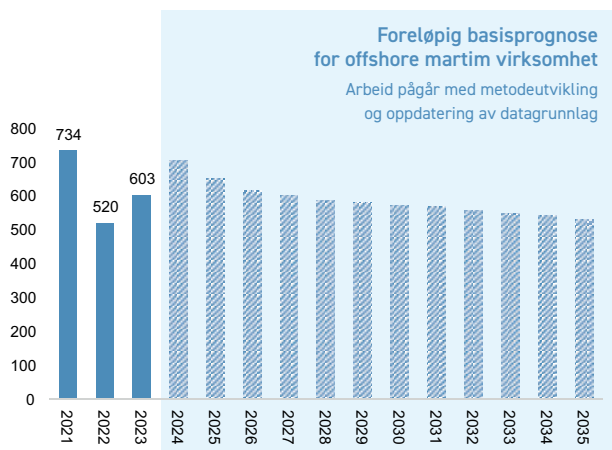
VEDLEGG

6.1 Basisprognoser for utslipp pr. fartøysegment og kort oppsummering av metode og datagrunnlag. Historiske utslippsdata levert av VPS og DNV (1000t CO₂)



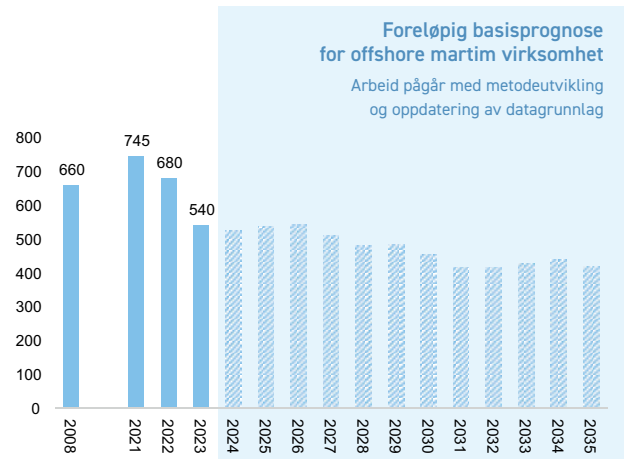
Forsynings- og beredskapsfartøy

Data og metode: Operatørselskapene i arbeidsgruppen har laget prognoser for forventet aktivitet og tilhørende utslipp knyttet til forsynings- og beredskapsfartøy for sine olje- og gassaktiviteter på sokkelen. Utslippstallene er justert for å ta høyde for utslipp fra øvrig aktivitet på norsk sokkel. Det er lagt til grunn at utslippsintensiteten beholdes på samme nivå som i dag, dvs. at tallene ikke tar høyde for fremtidige utslippsreducerende tiltak. Selv om tallunderlaget representerer beste antagelse fra selskapene og skal samsvare med prognosen for utslipp fra olje- og gassvirksomheten, vil det nødvendigvis være en del usikkerhet knyttet til en slik prognose.



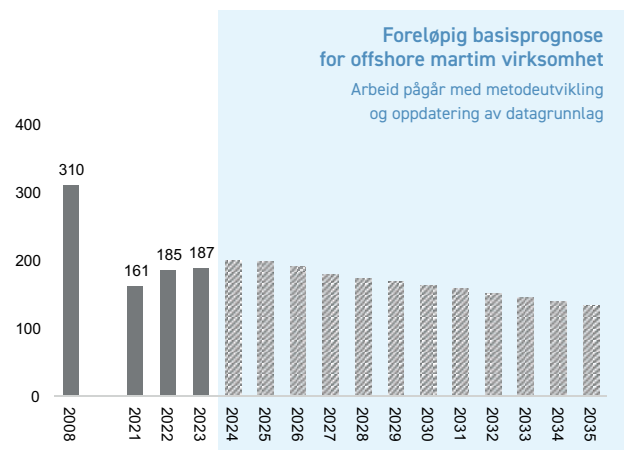
Andre offshorefartøy

Data og metode: Andre offshorefartøy omfatter en rekke ulike fartøysegmenter, noe som gjør det krevende for selskapene å lage prognoser for aktivitet og utslipp. Det er også krevende å identifisere tydeligere drivere for utslipp på nasjonalt nivå, ettersom disse fartøyene er involvert i mange ulike typer aktiviteter. Som en foreløpig tilnærming har vi benyttet Sjøkeldirektoratets prognoser for total kostnader på norsk sokkel (investeringer, drift og avvikling) frem til 2028, og deretter brukt endringen i samlet produksjonsvolum som utgangspunkt for å estimere endringer år for år.



Mobile rigger

Data og metode: Operatørselskapene i arbeidsgruppen har utarbeidet prognoser for riggutslipp relatert til sine forventede aktiviteter frem mot 2035. Utslippstallene har blitt oppkalibrert for å ta høyde for riggaktiviteten fra øvrige aktører på norsk sokkel. Det er krevende for selskapene å si noe sikkert om bruken av rigg utover de nærmeste årene, og det understrekes derfor at tallene vil være befestet med en usikkerhet. Tallunderlaget representerer likevel beste antagelse fra selskapene og er basert på prognosen for utslipp fra olje- og gassvirksomheten.



Olje- og gasstankere

Data og metode: Prognosen tar utgangspunkt i utslippstall fra DNV for 2023. Videre utvikling mot 2035 er estimert basert på endringen i olje- og gassseksport fra Sjøkeldirektoratets produksjonsprognoser. Det er lagt til grunn at utslippsintensiteten beholdes på samme nivå som i dag, dvs. at tallene ikke tar høyde for fremtidige utslippsreducerende tiltak. Det er altså lagt til grunn en prosentvis lik endring i gass- og oljeeksportvolumene som for utslippene fra henholdsvis gass- og oljetankere.

Medlemmer i KonKrafts råd

- Peggy Hessen Følsvik
Leder, LO
- Ole Erik Almlid
Administrerende direktør, NHO
- Hildegunn T. Blindheim
Administrerende direktør, Offshore Norge
- Viggo Bondi
Konstituert administrerende direktør,
Norges Rederiforbund
- Harald Solberg
Administrerende direktør, Norsk Industri
- Frode Alfheim
Forbundsleder, IE & FLT
- Jørn Eggum
Forbundsleder, Fellesforbundet
- Monica Theresia Bjørkmann
Visepresident og norgessjef, Subsea 7
- Kjetil Hove
Konserndirektør,
Utvikling og produksjon Norge, Equinor
- Ståle Kyllingstad
Konsernsjef, IKM
- Sturla Magnus
Styreleder, Norsk Industri Offshore
Konserndirektør, Aker Solutions
- Anne J. Møkster
Konsernsjef og administrerende direktør,
Simon Møkster Shipping AS
- Simen Lieungh
Administrerende direktør, Odfjell Drilling

Medlemmer i KonKrafts arbeidsutvalg

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

KonKrafts sekretariat

- Håkon Knudsen Tove
Sekretariatsleder KonKraft
- Sindre Kvil
Rådgiver KonKraft

Utarbeidelse av statusrapporten

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

FRAMTIDENS ENERGINÆRING PÅ NORSK SOKKEL - STATUSRAPPORT 2024

Utgitt av KonKraft juni 2024.

Formgivning og illustrasjoner:

Øystein Finnestad

Finnestad AS

Bilder:

s. 8 Foto: Wintershall DEA

s.12 Hildegunn T Blindheim, foto: Offshore Norge

s.12 Frode Alfheim, foto: Egil Brandsøy

s.41 Jørn Eggum, foto: Fellesforbundet/ John Trygve Tollefsen

s.41 Ole Erik Almlid, foto: NHO

s.41 Peggy Hessen Følsvik, foto: LO

s.41 Harald Solberg, foto: Norsk Industri

s.85, Havbunnsmineraler, foto: NTNU



KonKraft