

# Offshore Norge – Klima og miljørapport 2024

## 1. Innledning

Offshore Norge gir hvert år ut en egen miljørapport med detaljert oversikt over alle utslipp fra petroleumindustrien foregående år. Formålet med rapporten er blant annet å formidle data for alle utslipp til miljøet fra våre aktiviteter og informere om industriens arbeid og resultater på klima- og miljøområdet.

Norsk petroleumindustri har en klar ambisjon: Vi skal være verdensledende innen miljø. Da må vi stadig forbedre oss. Detaljert rapportering av utslipp er helt nødvendig for å kunne måle utviklingen og graden av måloppnåelse.

### Datagrunnlag og metode

Miljørapporten utarbeides på grunnlag av årsrapportene som operatørene leverer til Miljødirektoratet i tråd med regelverkskrav som er detaljert i [retningslinje M-107](#). Dette gjelder både planlagte, myndighetsgodkjente driftsutslipp og utilsiktede utslipp. Gjennom felles rammer beskrevet i [Offshore Norges retningslinje 044](#) sikres konsistent utslippsrapportering fra alle utvinningstillatelser. Utslippsdata fra hvert felt blir registrert i Collabor8 Footprint (heretter Footprint), en felles database for Offshore Norge, Miljødirektoratet, Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet samt Oljedirektoratet. De [feltspesifikke utslippsrapportene](#) som er oversendt Miljødirektoratet er gjort tilgjengelig for nedlasting på nettsidene til Offshore Norge.

[Tidligere års rapporter](#) finnes også på nettsidene til Offshore Norge.

Utslipp fra petroleumindustrien er her avgrenset i tråd med petroleumsskattelovens definisjon. Følgende utslipp er derfor ikke inkludert i rapporten: Utslipp fra bygge- og installasjonsfase, maritime støttetjenester, helikoptertrafikk og de deler av landanleggene som ikke kan knyttes til utvinning offshore. Nytt i årets rapport er at også CCS-aktivitet inkluderes i et eget kapittel. Dette er ikke definert som petroleumaktivitet, men boreaktiviteten har store likehetstrekk og det er derfor enighet mellom Miljødirektoratet og operatørene om at boreaktivitetene fra CCS også rapporteres i Footprint.

Utslippene varierer med aktiviteten på sokkelen. Rapporten inneholder derfor en kort beskrivelse av aktiviteten før faktadelen som oppsummerer utslipp fra den samlede aktiviteten. Avslutningsvis er det også gitt et sammendrag av prosjekter knyttet til havmiljø og klima.

## 2. Sammendrag

I 2023 ble det produsert om lag 233 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. på norsk sokkel. Dette er på samme nivå som i 2022.

Gassprisen i Europa har falt kraftig fra de historisk høye nivåene høsten 2022. Siden Russlands invasjon av Ukraina i februar 2022 har russisk rørledningsgass til EU i stor grad falt bort. Mye av dette bortfallet har blitt erstattet av økt import av LNG, men økte og stabile leveranser av norsk rørgass har også vært avgjørende.

I 2023 ble det påbegynt 35 letebrønner (23 undersøkelsesbrønner og 12 avgrensingsbrønner), som vist i Figur 2. Det ble gjort til sammen 15 olje- og gassfunn som ga en brutto ressurstilvekst på 52 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

Totale utslipp av klimagasser fra norsk sokkel og landanlegg under petroleumsskatteloven i 2023 var 11,1 millioner CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, en nedgang på litt over 4% fra 2022. Nedgangen fra 2022 til 2023 er blant annet knyttet til elektrifisering av Edvard Grieg og elektrifisering av Snorre og Gullfaks med vindkraft fra Hywind Tampen. Videre ble Knarr stengt ned i 2022. CO<sub>2</sub>-utslipp per produsert enhet gikk ned fra 7,6 kg/fat o.e. i 2022 til 7,3 kg/fat o.e. i 2023.

Metanutslippene på norsk sokkel er lave i internasjonal sammenheng, og samlet metanutslipp gikk ytterligere ned fra 12 997 tonn i 2022 til 11 579 tonn i 2023.

Totale utslipp av NO<sub>x</sub> fra petroleumsvirksomheten er redusert med nærmere 10 prosent fra 2022 til 2023, og det er reduserte NO<sub>x</sub>-utslipp fra både turbiner og motorer. Totale NO<sub>x</sub>-utslipp i 2023 var 33 691 tonn.

Det var høyere boreaktivitet i 2023 enn i 2022, likevel ble det benyttet mindre borevæske sammenlignet med året før. Dette tyder på effektive boreoperasjoner, noe som også reflekteres i utslipp til luft fra mobile rigger. Bruk av vannbaserte borevæsker ble redusert med 25 prosent og bruk av oljebaserte borevæsker redusert med over 3 prosent. Det var en nedgang i utslipp av kaks boret med vannbasert borevæske med over 15 prosent, injeksjon av kaks økte med over 50 prosent og mengde farlig avfall sendt til land gikk noe opp i 2023 sammenlignet med 2022.

Utslippene av produsert vann var i 2023 113 millioner m<sup>3</sup>, en nedgang fra 116 millioner m<sup>3</sup> i 2022. Fra 2015 er utslippene redusert med over 30 millioner m<sup>3</sup>. Andel injisert produsert vann ligger på samme nivå som i fjor (ca 30 prosent). Mange felt på sokkelen er i en moden fase der det kreves økt injeksjon av vann for å opprettholde trykket i reservoaret, dermed øker også mengden produsert vann på disse feltene.

Gjennomsnittlig oljeinnhold i produsert vann gikk ned fra 11,8 mg/l i 2022 til 11,5 mg/l i 2023. Myndighetskravet for oljeinnhold er 30 mg/l. Både forskningsresultater, miljøovervåking og selskapenes risikobaserte modeller av disse utslippene, viser at miljøeffektene av utslippene er milde og begrenset til nærområdet av utslippet.

Substitusjonen av kjemikalier har vært omfattende og har ført til at utslippene av de mest miljøfarlige kjemikaliene er redusert til en brøkdel av hva det var for ti år siden. Årsaken er en risikobasert tilnærming og substitusjon av kjemikalier som er identifisert som miljøfarlige.

Industrien arbeider aktivt med å substituere kjemikalier for å redusere risikoen forbundet med utslipp. Totale utslipp av kjemikalier gikk ned fra 172 000 tonn i 2022 til 162 000 tonn i 2023, og ca. 90 prosent av utslippene er i såkalt grønn kategori som har ingen eller svært liten miljøeffekt. De

mest miljøfarlige kjemikalier i rød og svart kategori utgjør nå henholdsvis 0,25 og 0,002 prosent av utslippene.

Et omfattende forebyggende arbeid i næringen for å unngå utilsiktede akutte utslipp har ført til en nedadgående trend i antall utslipp av olje over mange år. Det totale utslippsvolumet varierer betydelig fra år til år, og domineres av enkelthendelser. I 2023 var det totalt 41 akutte utslipp av oljer, hvorav 12 var med volum større enn 50 liter. Ser man bare på utslipp av råolje, var det totalt 18 utslipp og i kategorien større enn 1 m<sup>3</sup> var det 1 utslipp i 2023. Totalt volum av akutte oljeutslipp i 2023 var 71 m<sup>3</sup>, en oppgang fra 61 m<sup>3</sup> i 2022. Det største enkeltutslippet i 2023 var på 64 m<sup>3</sup>, en hendelse på Alvheim november 2023.

Antall utilsiktede utslipp av kjemikalier var omtrent uendret fra 2022 til 2023 (194 i 2022 og 199 i 2023). Over halvparten av utslippene er små (mindre enn 50 liter), og totalt utslippsvolum gikk ned fra 388 m<sup>3</sup> i 2022 til 349 m<sup>3</sup> i 2023. Hovedvekten av utslippene (99,3 prosent) er kjemikalier klassifisert som gule og grønne, med ingen eller liten miljøeffekt.

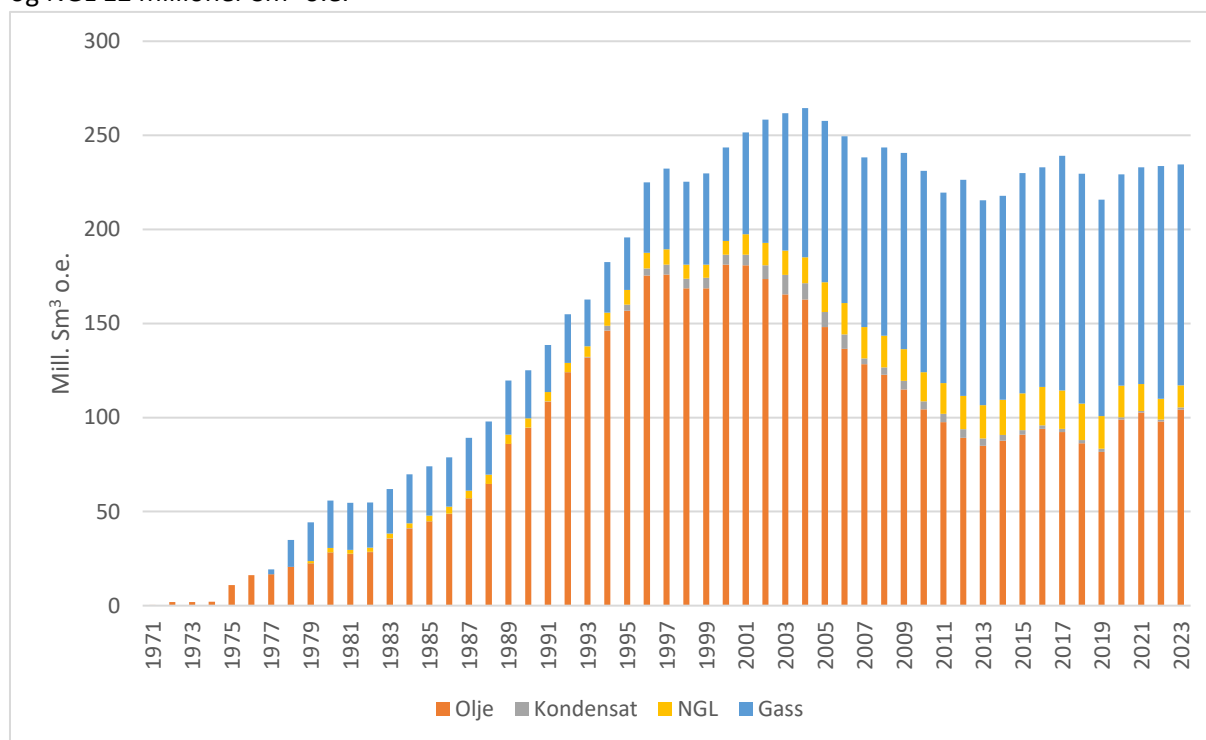
Miljøovervåking utføres av uavhengige konsulenter etter myndighetens anbefaling. Industrien bruker betydelige ressurser hvert år på å undersøke hvilke utslipp som kan medføre effekter i naturmiljøet. Det utføres miljøovervåking av havbunnen og av vannsøylen i tillegg til visuell overvåking, særlig i områder med sårbar fauna.

Resultater fra havbunnsundersøkelsene viser at effekter er knyttet til partikkelutslipp og nedslamming, i hovedsak noen ti-talls til noen hundre meter fra utslippet. For vannsøyleovervåkingen viser resultatene at akutte effekter på organismer i vannsøylen er begrenset til nærområdet av utslippet.

### 3. Aktivitetsnivået på norsk sokkel

#### 3.1 Produksjon av olje og gass

I 2023 ble det totalt produsert om lag 233 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., som vist i Figur 1. Dette er omtrent på samme nivå som i 2022. Av dette utgjorde olje om lag 104 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., gass 117 millioner Sm<sup>3</sup> og NGL 12 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.



Figur 1: Historisk petroleumsproduksjon på norsk sokkel

#### 3.2 Olje- og gassmarkedet

Gassprisen i Europa har falt kraftig fra de historisk høye nivåene høsten 2022. Forholdvis lav gassetterspørsel gjennom forrige vinter kombinert med høy import av flytende naturgass (LNG) har bidratt til et stabilt høyt nivå på Europeiske gasslagre. Dette har redusert usikkerheten i markedet. Europa er imidlertid fremdeles sterkt avhengig av å importere naturgass. Enten gjennom rør eller i form av LNG. Siden Russlands invasjon av Ukraina i februar 2022 har russisk rørgass til EU i stor grad falt bort. Mye av dette bortfallet har blitt erstattet av økt import av LNG, men økte og stabile leveranser av norsk rørgass har også vært avgjørende.

Til tross for mindre usikkerhet i markedet sammenlignet med høsten 2022 er gassprisen fremdeles volatil og reagerer til tider kraftig på større globale hendelser som kan true forsyningsbildet. Sist eksemplifisert av økte spenninger mellom Iran og Israel og frykt for LNG transporten gjennom Hormuz, kombinert med økt etterspørsel i Asia. Flere peker på at det globale gassmarkedet vil være stramt i årene fremover.

Oljeprisen har svingt mye gjennom året i tråd med oppdaterte forventninger til de økonomiske utsiktene, annonserte produksjonskutt og geopolitiske hendelser. Økte spenninger i Midtøsten har økt usikkerheten i markedet, men har enda ikke gitt store forstyrrelser i handelsstrømmene. Russisk

oljeeksport har holdt seg høy de siste årene hvor en stor del nå eksporteres til Kina, India og Tyrkia. I Europa sees økende importandeler fra bla. Norge og USA.

Det internasjonale energibyrået (IEA) anslår en vekst i global oljeetterspørsel på 1,2 millioner fat per dag (mmbbl/d) i 2024 og 1,1 mmbbl/d i 2025. Det representerer en nedgang i oljeetterspørselens veksttakt sammenlignet med 2023. Da var veksten i oljeetterspørselen på 2,3 mmbbl/d og skyldes i hovedsak utviklingen i Kina og sterk vekst innen petrokjemisk industri. Den avtakende veksttaket har sammenheng med at den økonomiske gjeninnhenting etter pandemien i stor grad er fullført kombinert med en stadig voksende elbil-flåte og økt fokus på energieffektivisering.

### 3.3 Investeringer på norsk sokkel

Globale oppstrøms investeringer i olje og gass falt kraftig i 2020 som følge av koronapandemien og oljeprisfall. Siden da har investeringene gradvis tatt seg opp i takt med prisutviklingen på olje og gass. På norsk sokkel har utviklingen vært mer stabil, mye grunnet de midlertidige endringene i petroleumsskatteregimet.

Oppstrøms investeringene i offshore olje og gass globalt og på norsk sokkel anslås å ligge på et høyere nivå fremover. Dette bidrar til økt ordreinngang i en rekke leverandørsegmenter.

Utviklingen reflekteres også i resultatene fra Norges Bank sine siste regionalt nettverk rapporter hvor oljeleverandørene jevnt over rapporterer om forventinger til økt aktivitet og høy kapasitetsutnyttelse. Også i NHOs medlemsundersøkelse er det et klart flertall av Offshore Norge sine medlemmer, både operatører og leverandører, som vurderer markedssituasjonen- og utsiktene som god. Det er, og vil kunne være, presset kapasitet innen flere leverandørsegmenter de nærmeste årene, men effekten anses å være forbigående.

Offshore Norge la frem sin oppdaterte investeringsanalyse for norsk sokkel i desember 2023. Analysen gir anslag for investeringsnivået på sokkelen de neste fem årene. I 2024 anslås det investeringer på totalt 240 milliarder kroner.

Mellom 2020 og utgangen av 2022 ble det sanksjonert en rekke utbyggingsprosjekter. Det ble i den aktuelle perioden levert utbyggingsplaner for 18 nye utbygginger og 13 planer for videreutvikling av felt i produksjon. I tillegg til disse utbyggingsprosjektene er det i perioden tatt beslutninger om investeringer i prosjekter for økt utvinning mv. ved eksisterende felt. Disse prosjektene vil falle inn under de midlertidige endringene i petroleumsskatteregimet som ble innført sommeren 2020 og bidrar til et høyt aktivitetsnivå i årene fremover.

Fasingen av investeringene er fremdeles noe usikker, men en stor del av investeringsaktiviteten er konsentrert i årene 2023-2026. Fra 2024 ligger investeringene an til å falle gradvis frem mot 2028 etter hvert som blant annet disse prosjektene ferdigstilles. Nye prosjekter, både selvstendige utbyggingsprosjekter og mindre tie-backs, er med på å holde investeringsnivået oppe utover i perioden.

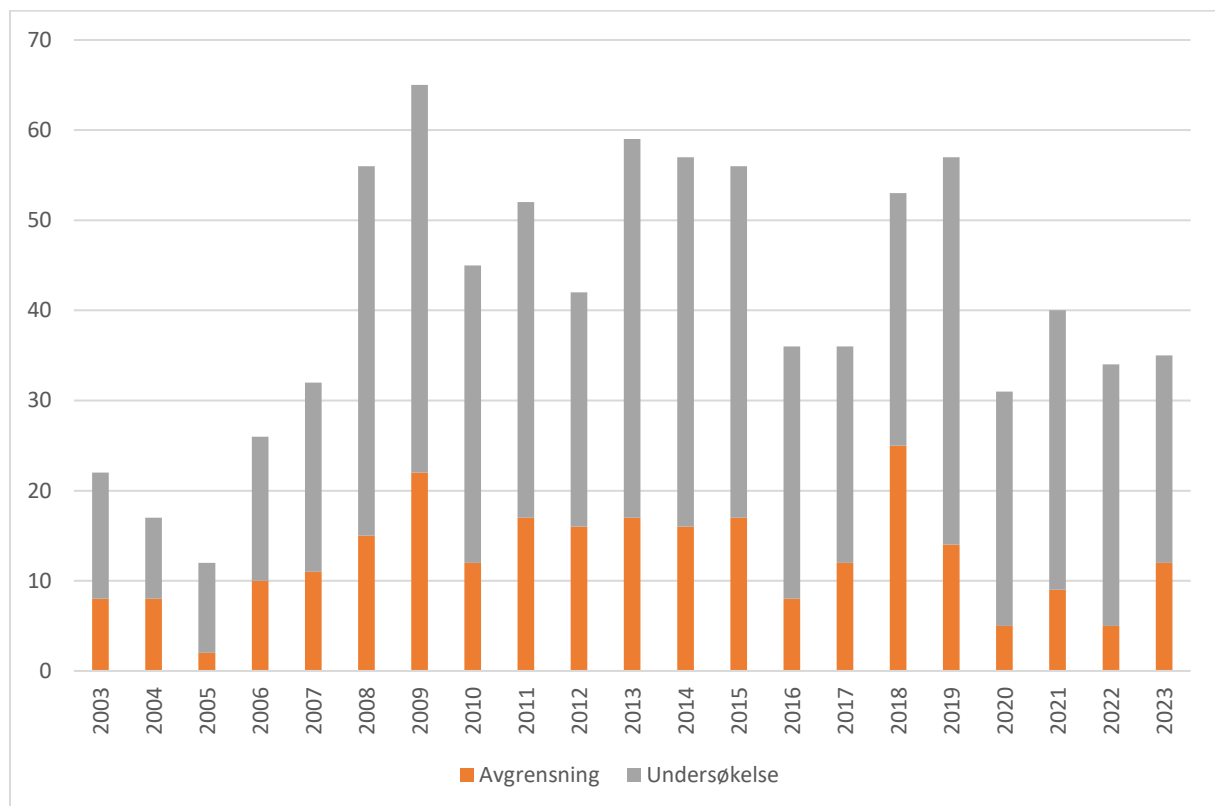
### 3.4 Leteaktivitet, TFO 2023, TFO 2024

I 2023 ble det påbegynt 35 letebrønner (23 undersøkelsesbrønner og 12 avgrensingsbrønner), som vist i Figur 2. Det ble gjort til sammen 15 olje- og gassfunn som ga en brutto ressurstilvekst på 52 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Det forventes å bli boret mellom 40-50 letebrønner i 2024.

Ved tildeling av forhåndsdefinerte områder (TFO) 2023 ble 24 selskaper tildelt andeler 62 i utvinningstillatelser. De 62 utvinningstillatelsene fordeler seg på 29 i Nordsjøen, 25 i Norskehavet og 8 i Barentshavet

Energidepartementet sendte forslag til utlysning av TFO 2024 på høring 31 januar. Departementet opplyste om at TFO 2024 vil gjennomføres i tråd med vanlig tidsplan.

Som følge av budsjettavtalen mellom SV og regjeringen for statsbudsjettet 2023 vil det ikke gjennomføres en 26. konsesjonsrunde denne stortingsperioden.



Figur 2: Påbegynte letebrønner på norsk kontinentalsokkel (Kilde: Sokkeldirektoratet).

## 4. Utslipp til sjø

Utslipp til sjø består hovedsakelig av utslipp fra boring av brønner og produsert vann. Produsert vann er vann som kommer opp fra reservoarene sammen med oljen. Utslipp fra boring omfatter i hovedsak steinpartikler boret ut fra berggrunnen og borevæske. Det er bare tillatt med utslipp fra brønner boret med vannbasert borevæske, samt oljebasert borevæske etter tillatelse fra Miljødirektoratet der vedheng av baseolje på kaks er mindre enn 10 gram olje per kilo kaks.

Figur 3 viser at boreaktiviteten i 2023 gikk noe opp fra 2022 til 2023, det ble boret totalt 206 brønner hvorav 35 påbegynte letebrønner. Utslipp av produsert vann nådde et maksimum i 2007 på vel 160 millioner Sm<sup>3</sup>. I 2023 utgjorde det samlede utslippet 113 millioner Sm<sup>3</sup>.

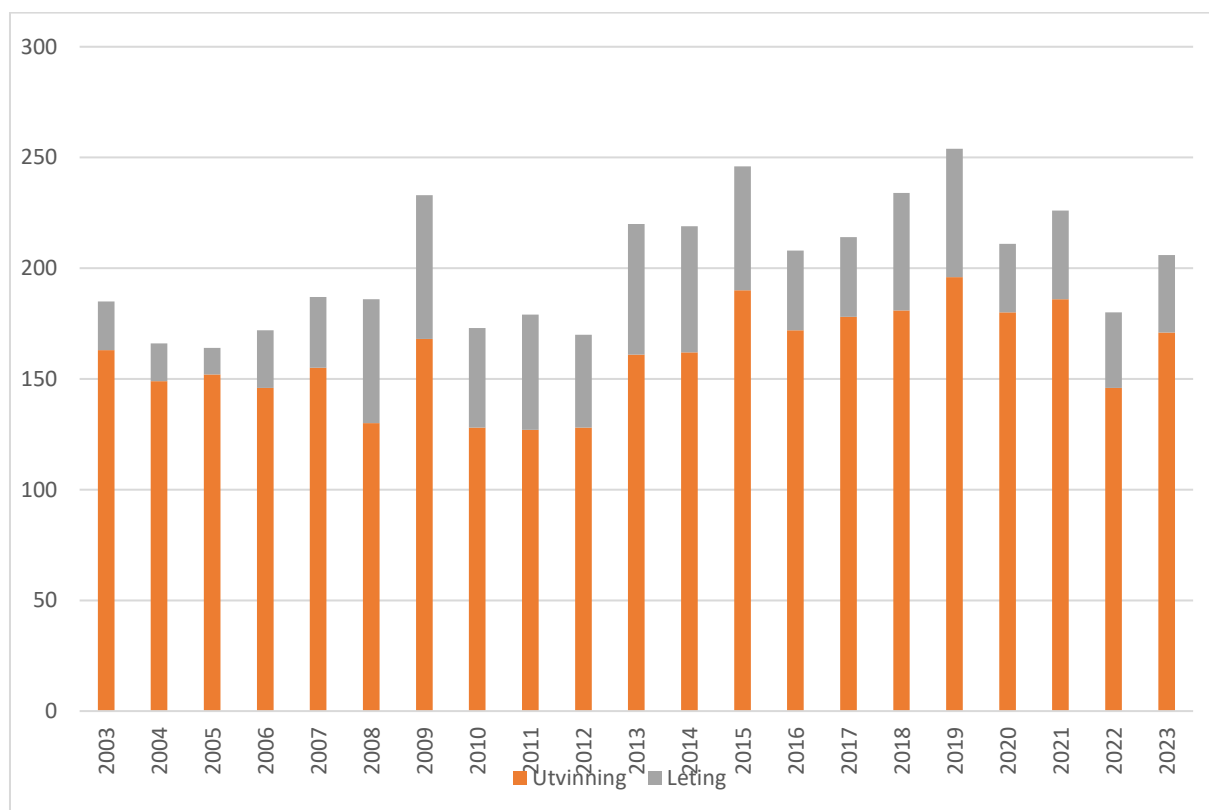
## 4.1 Utslipp fra boring

Boreaktiviteten gikk noe opp fra 2022 til 2023. Antall nye produksjonsbrønner boret i 2023 var 171. Antall letebrønner var 35, omtrent på samme nivå som året før (34).

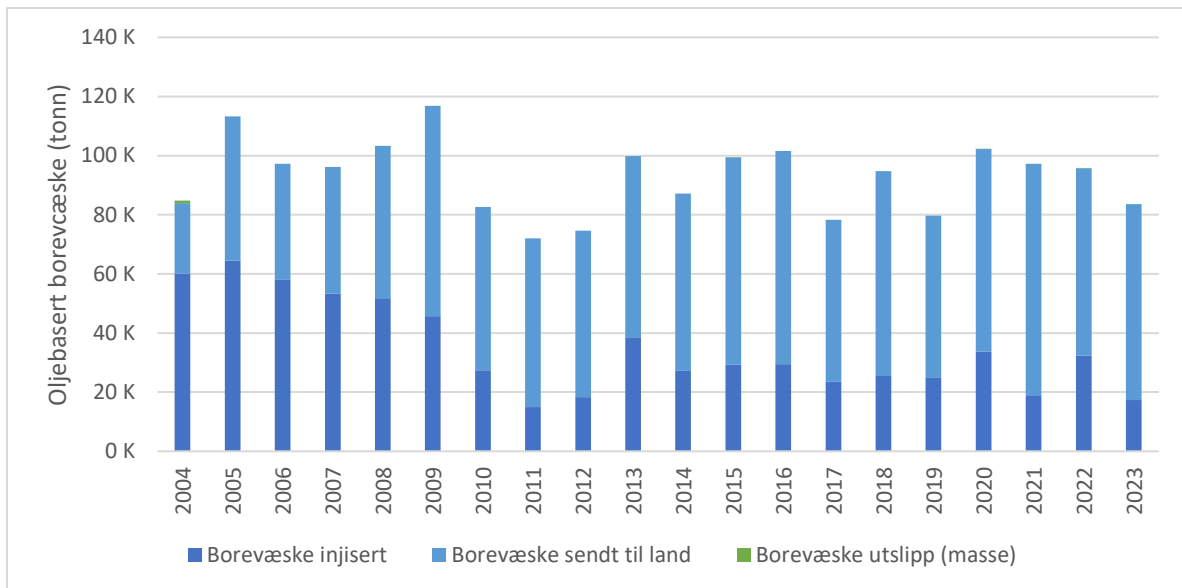
Borevæsken som benyttes ved boring av brønner, har mange funksjoner. Den frakter borekaks opp til plattformen samtidig som borekronen smøres og kjøles. Samtidig motvirker borevæsken at borehullet raser sammen. Sist, men ikke minst, holdes trykket i brønnen under kontroll og forhindrer ukontrollert utstrømming av olje og gass.

Industrien bruker i dag hovedsakelig to typer borevæsker, oljebaserte og vannbaserte.

Det er ikke tillatt å slippe ut oljebaserte eller syntetiske borevæsker eller kaks med vedheng av slike dersom oljekonsentrasjonen overstiger 1 vektprosent. Én vektprosent tilsvarer 10 gram olje per kilo borekaks. Utslipp av kaks med et vedheng av oljebaserte eller syntetiske borevæsker på mindre enn 1 vektprosent olje er kun tillatt etter tillatelse fra Miljødirektoratet. Brukte oljebaserte borevæsker og borekaks med vedheng av slike blir enten fraktet til land som farlig avfall for forsvarlig håndtering, eller injisert i egne brønner i undergrunnen.



Figur 3: Antall brønner boret på norsk sokkel (Kilde: OD).



Figur 4: Disponering av oljebasert borevæske

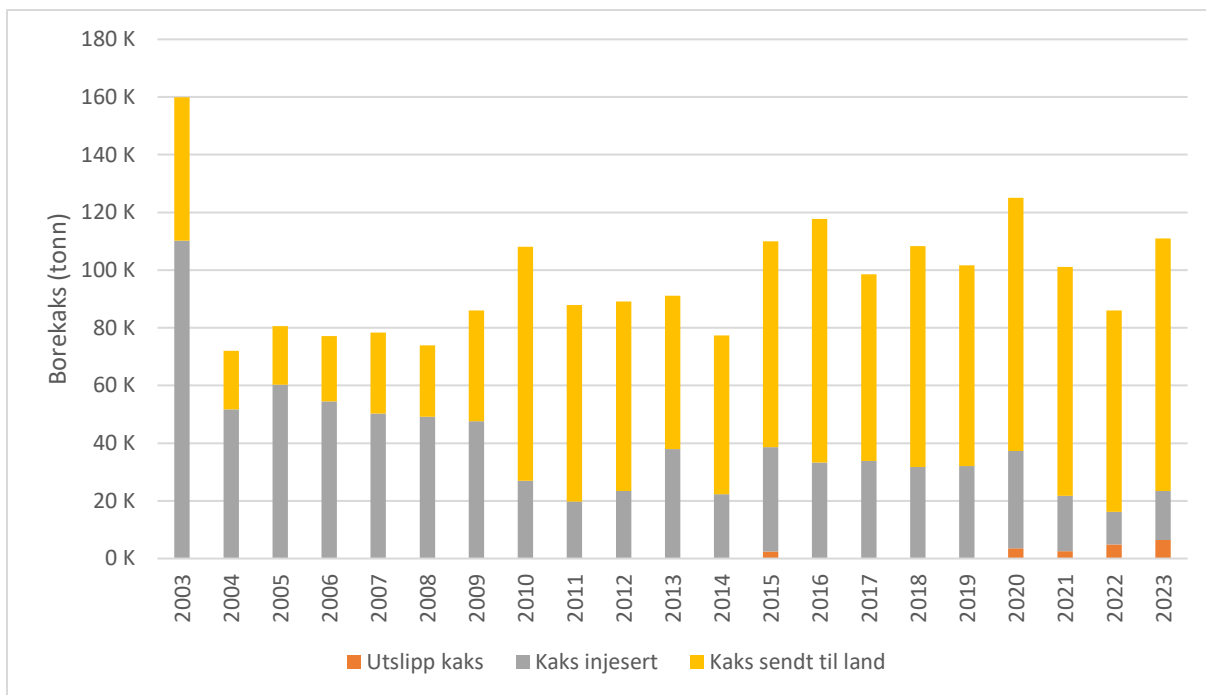
Operatørene benytter vannbasert borevæske så langt det er mulig, også for å redusere mengde avfall som må håndteres. Oljebasert borevæske er mer boreteknisk effektivt enn vannbasert borevæske, og mer komplekse brønner vil ha et større behov for bruk av oljebaserte borevæsker.

Forbruket av oljebasert borevæske gikk ned med over 3 prosent fra 2023 sammenlignet med 2022, som vist i Figur 4. Mengde oljebasert borevæske injisert som vedheng på borekaks i undergrunnen har hatt en nedadgående trend de siste årene, men gikk noe opp fra 2022 til 2023.

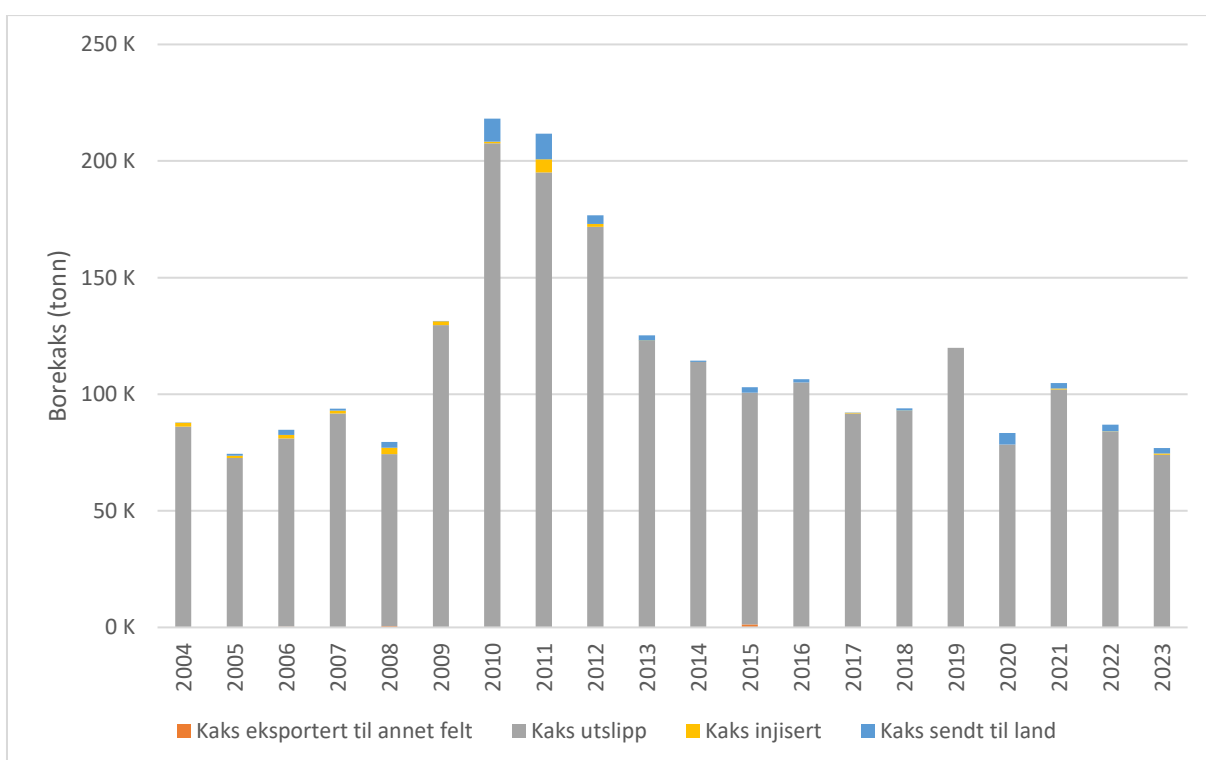
Mengdene borekaks presentert i Figur 5 er basert på beregninger av utboret masse. Mengdene borekaks som er registrert levert på land som farlig avfall (se kapittel 8), er imidlertid betydelig større. Dette skyldes at mange felt tilsetter vann til kaksen (slurrifiseres) slik at den lettere kan håndteres fra plattform til fartøy og deretter til land. Avviket skyldes derfor i stor grad vannet tilsatt kaksen før mottak på land.

Mengden oljekontaminert kaks levert som avfall på land gikk opp fra 2022 til 2023. I 2022 var mengden i underkant av 70 000 tonn, og i 2023 88 000 tonn. På land skilles vann og kaks. Mens vannet renses og slippes ut til sjø, går kaksen til videre behandling i henhold til gjeldende regelverk.





Figur 5: Disponering av kaks kontaminert med oljebaserte borevæsker



Figur 6: Disponering av borekaks fra brønner boret med vannbasert borevæske

Utslipp av borekaks med vannbasert borevæske i 2023 var på ca. 74 000 tonn, en nedgang på 12 prosent fra året før, som vist i Figur 6. Vannbaserte borevæsker inneholder hovedsakelig naturlige komponenter som leire eller salter. Dette er stoffer som er klassifisert som grønne i Miljødirektoratets klassifiseringssystem. I henhold til OSPAR utgjør disse liten eller ingen risiko i det marine miljø når de slippes ut.

Utslippenes mulige virkning på miljøet følges opp gjennom omfattende miljøovervåking (se kapittel 5.3).

### Utslipp fra oljeholdig vann

Det er tre hovedkilder til utslipp av oljeholdig vann fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel hvor produsert vann utgjør det største bidraget.

#### 1. Produsert vann

Vann som følger med olje og gass fra reservoaret. Produsert vann er komplekst og kan inneholde flere tusen ulike enkeltforbindelser. Det gjennomføres derfor rutinemessig analyser av vannet. Der det injiseres vann for å øke utvinningen vil dette blande seg med formasjonsvannet. Her vil produsert vannet også inneholde ulike kjemikalier som er tilsatt, for eksempel for å forhindre bakterievekst, korrosjon og emulsjonsdannelse. På plattformene blir vannet renses ved ulike renseteknologier, før utslipp til sjø. Ulike renseteknologier bidrar til å få oljeinnholdet så lavt som mulig. Myndighetskravet er at oljekonsentrasjonen i produsert vann som slippes til sjø ikke skal overstige 30 mg/l.

#### 2. Fortrenningsvann

Sjøvann benyttes som ballast i lagerceller på noen plattformer. Når olje skal lagres i lagercellene må vannet renses før utslipp. Sjøvannet har liten kontaktflate mot oljen, så mengden dispergert olje er vanligvis lav. Utslippsvolumet er avhengig av oljeproduksjonen.

#### 3. Drenasjevann

Regnvann og vann som spyles av dekkene kan inneholde kjemikalierester og olje. Utslippene av drenasjevann representerer et mindre volum vann sammenlignet med den totale mengde vann som går til utslipp.

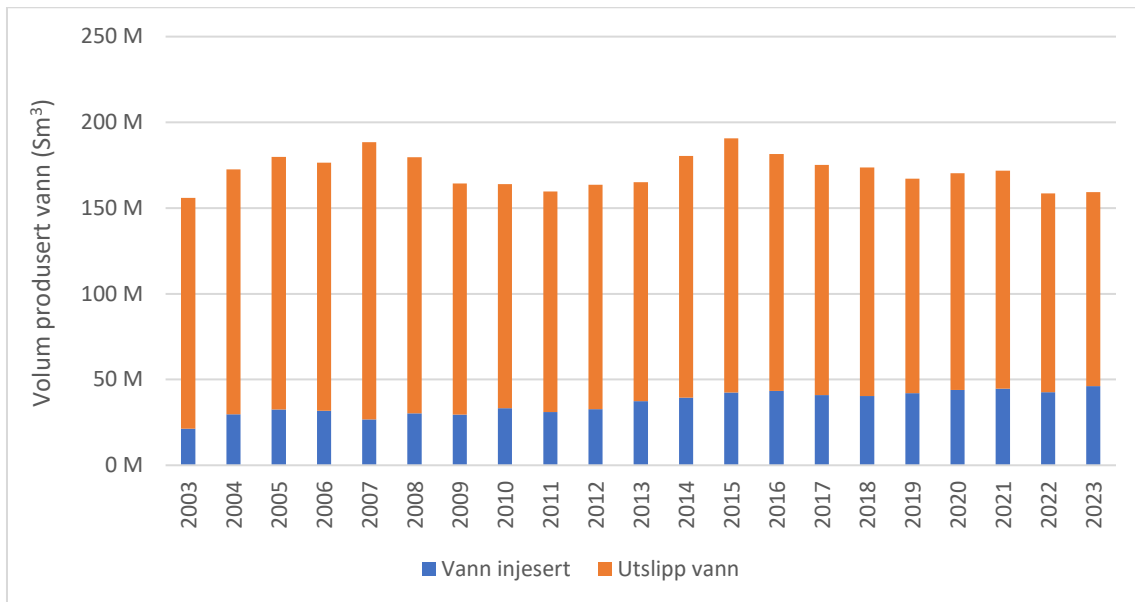
Det rapporteres også på «annet oljeholdig vann». For eksempel må partikler og oljeholdig sand som samles opp i separatorene fra tid til annen spyles ut, såkalt jetting. Det følger noe vedheng av olje på partiklene etter at vannet er renses i henhold til kravene, men volumet med oljeholdig vann som går til utslipp er marginalt. Oljeholdig vann kan også komme fra spyling av prosessutstyr, i forbindelse med uhell eller fra nedfall av oljedråper i forbindelse med brenning av olje ved brønntesting og brønnvedlikeholdsarbeid.

### Utslipp av produsert vann

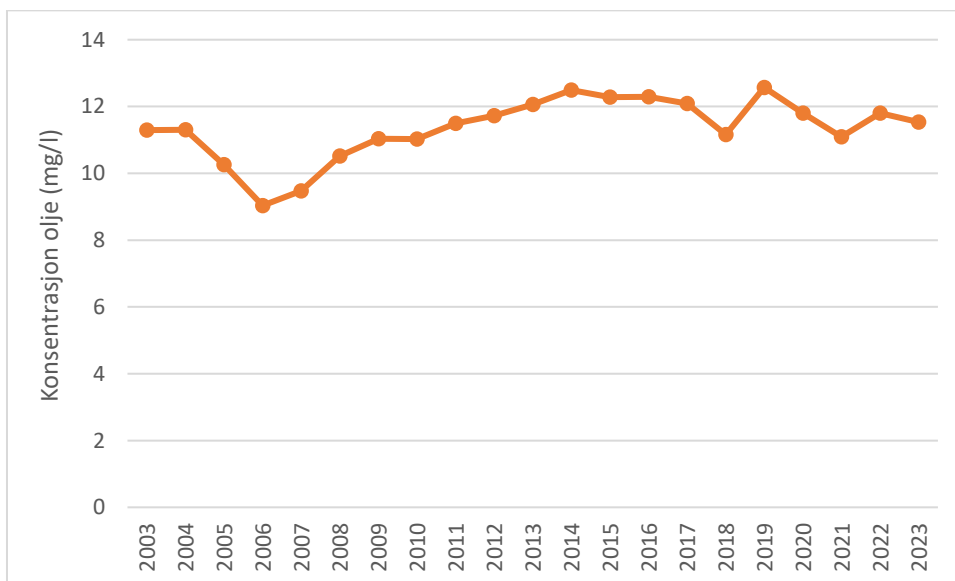
Figur 7 viser historisk utvikling av mengde produsert vann som slippes til sjø og som blir reinjisert i berggrunnen. Prognosene for utslipp av produsert vann fra norsk sokkel pekte i mange år oppover og var forventet å være mer enn 200 millioner Sm<sup>3</sup> i 2012-2014. Imidlertid nådde utslippene et maksimum på 160 millioner Sm<sup>3</sup> i 2007 og gikk betydelig tilbake de etterfølgende år. Fra 2012 til 2015 økte utslippene til nær 150 millioner Sm<sup>3</sup>. Etter 2015 har de imidlertid nok en gang blitt redusert og i 2023 var utslippet på 113 millioner Sm<sup>3</sup>, en nedgang fra 116 millioner Sm<sup>3</sup> fra 2022. Mengde dispergert olje til sjø var på 1309 tonn, fordelt på alle utslippstypene. De største utslippene finner sted på modne felt med mye produsert vann, og produsert vann utgjør 95 prosent av mengde olje til sjø.

På enkelte felt, der forholdene ligger til rette for dette, injiseres alt eller deler av det produserte vannet tilbake i berggrunnen. Fra 2002 økte injeksjonen betydelig og har ligget rundt 20 prosent de siste årene. I 2023 ble nærmere 30 prosent av det produserte vannet injisert (46 millioner Sm<sup>3</sup>), en liten økning fra året før (43 millioner Sm<sup>3</sup>).

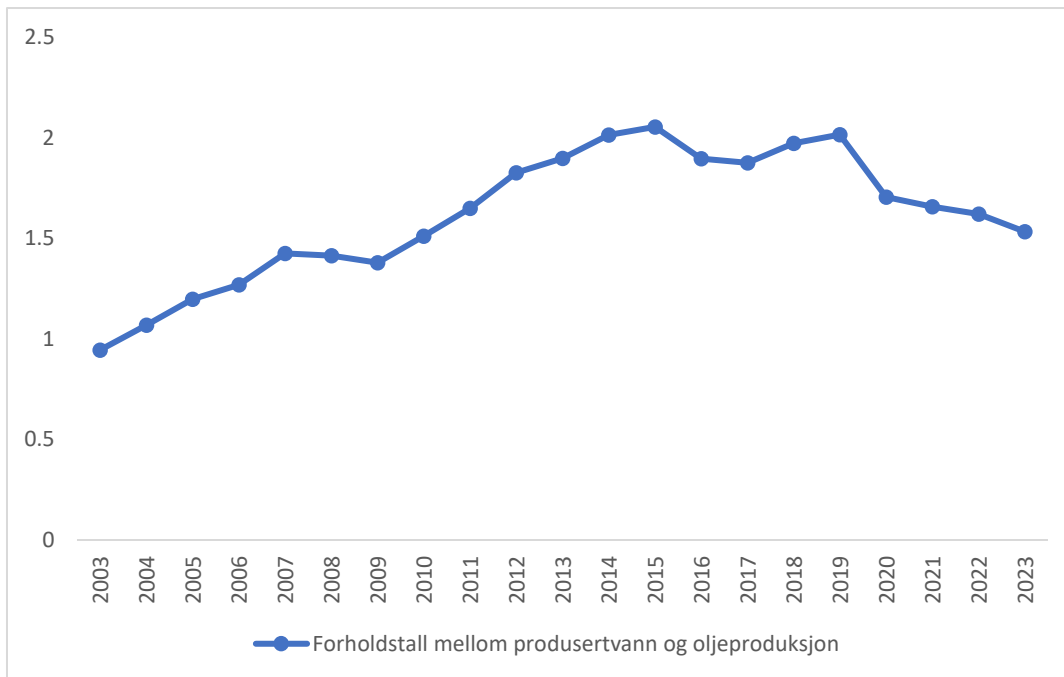
På nye felt består produsert vann utelukkende av vann som finnes i reservoarene fra før. Imidlertid fører injeksjonen av vann til at mengden produsert vann øker med alderen på feltet. Vannet injiseres for å opprettholde trykket i reservoaret og øke utvinningsgraden av olje fra reservoaret. Dette er hovedsakelig rensed sjøvann. Utvinningsgraden av olje fra felt på norsk sokkel er generelt betydelig høyere enn utvinningsgraden på verdensbasis. Tross dette er utslippene fra norsk sokkel sammenlignbare med internasjonale tall.



Figur 7: Mengde produsert vann som slippes til sjø og som blir injisert i berggrunnen



Figur 8: Konsentrasjon av olje i utslippet av produsert vann til sjø



Figur 9: Forholdstallet mellom produsert vann og olje

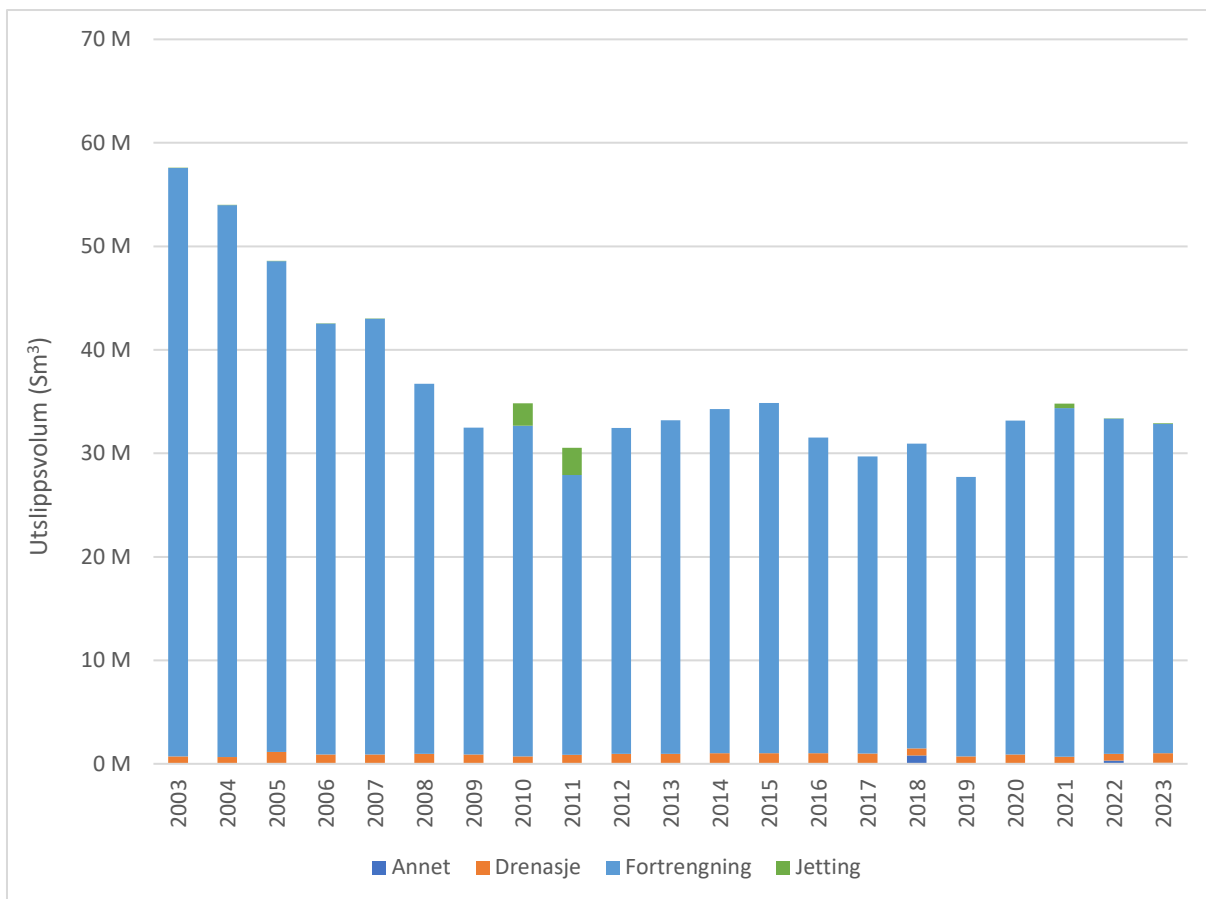
Før det oljeholdige vannet slippes til sjø renses det. Det benyttes ulike teknologier på de ulike felt. Gjennomsnittlig oljeinnhold i produsert vann for hele sokkelen i 2023 var 11,5 mg/l, mens myndighetskravet er 30 mg/l. Konsentrasjonen av dispergert olje gikk ned fra 11,8 mg/l i 2022, vist i Figur 8.

Forholdstallet mellom mengde produsert vann og produsert olje på norsk sokkel, vist i Figur 9, har gått noe tilbake fra 2019. Dette er sannsynligvis på grunn av oppstart av produksjon på en del nye felt. Oppstart på Johan Sverdrup-feltet bidrar eksempelvis til høyere produksjon av olje samtidig som vannproduksjonen ikke øker tilsvarende.

Både risikobasert modellering og miljøovervåkingsundersøkelser har så langt ikke påvist miljøeffekter av betydning som følge av utslipp av produsert vann (se kapittel 5.3). En artikkel av [Beyer m. flere \(2020\)](#) indikerer mild akutt miljøeffekt knyttet produsert vann i vannsøylen, og er begrenset til nærområdet av utslippet.

### Utslipp av andre typer vann

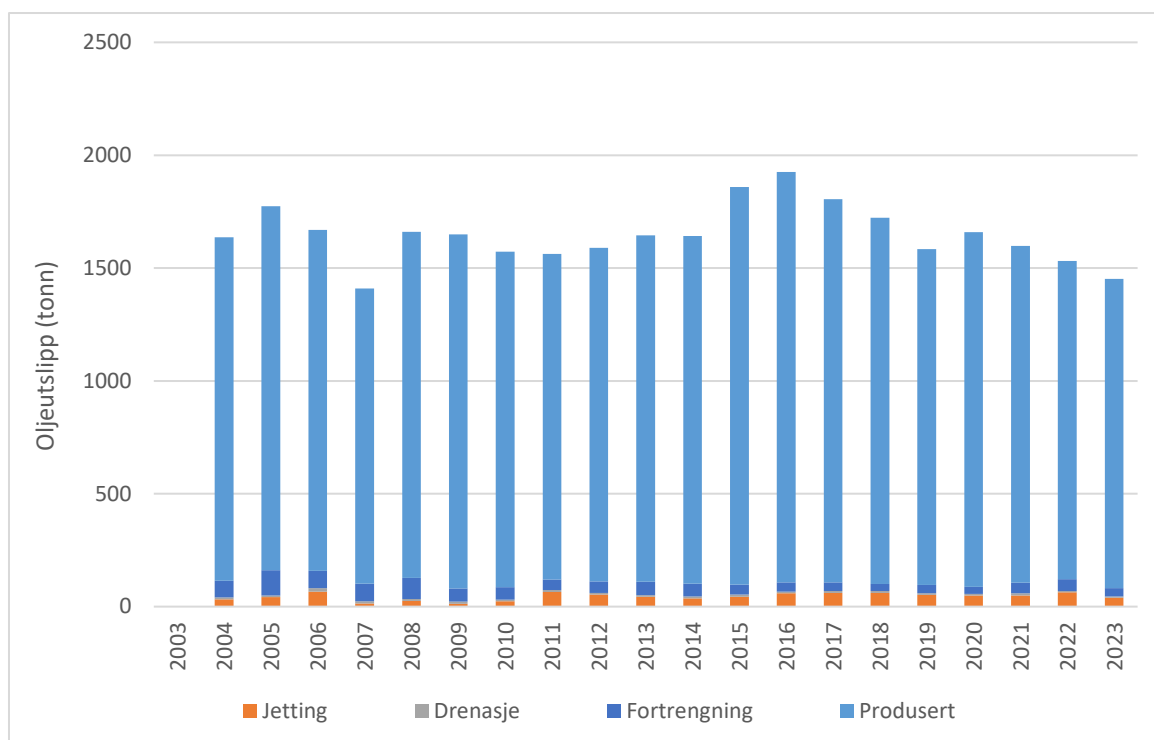
Figur 10 viser at utslippene av andre typer vann er dominert av fortreningsvann. Utslippsvolumene gikk jevnt nedover fram til ca 2010. Etter 2011 har utslippsvolumet variert rundt 30 millioner Sm<sup>3</sup>. I 2023 utgjorde fortreningsvann ca. 32 millioner Sm<sup>3</sup>.



Figur 10: Utslippsvolum til sjø av andre typer oljeholdig vann

### Utslipp av olje sammen med vann

Mengden olje som fulgte utslippet av produsert vann til sjø gikk ned fra 1370 tonn i 2022 til 1305 tonn i 2023, som vist i Figur 11. Totalt ble det sluppet ut 1377 tonn olje med vann fra drenasje, fortrenning, produsert og jetting. I 2022 lå utslippet på 1451 tonn.



Figur 11: Utslipp av olje som følger vannutslippene fra norsk sokkel

### Utslipp av andre stoffer som følger produsert vann

Produsert vann har vært i kontakt med berggrunnen i lang tid og inneholder derfor en rekke naturlig forekommende stoffer. Typisk innehold i tillegg til olje, er mono- og polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH), alkylfenoler, tungmetaller, naturlig radioaktivt materiale, organisk stoff, organiske syrer, uorganiske salter, mineralpartikler, svovel og sulfider. Sammensetningen vil variere mellom felt avhengig av egenskapene til berggrunnen.

### 4.2 Utslipp fra kjemikalier

Kjemikalier blir vurdert ut fra deres miljøegenskaper, blant annet basert på evne til nedbryting(persistens), bioakkumulering og giftighet (toksisitet). I tillegg har myndighetene gitt kriterier i Aktivitetsforskriften og retningslinjer for rapportering fra petroleumsvirksomheten.

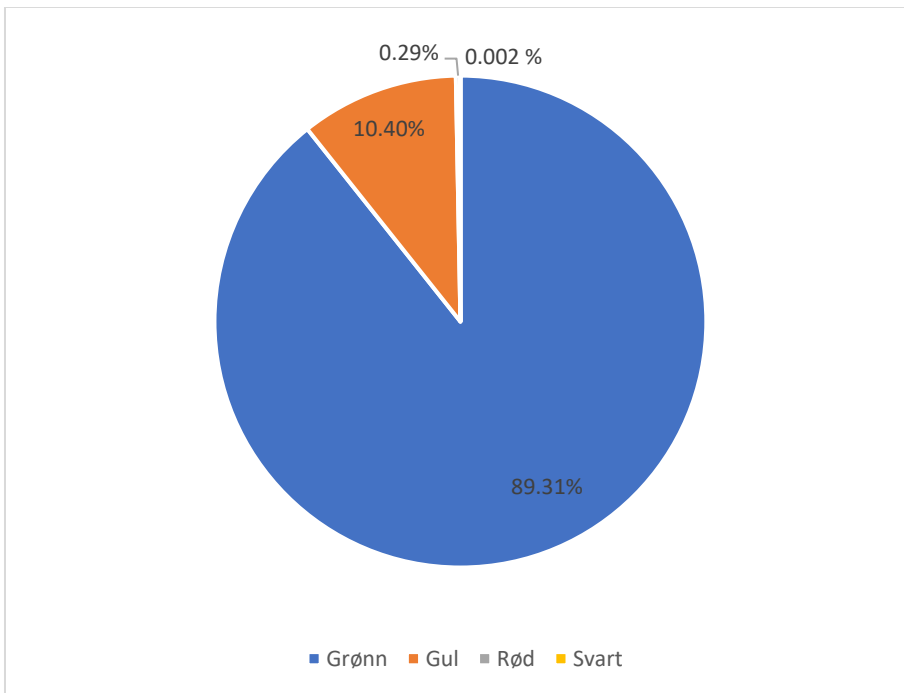
Tilsatte kjemikalier som omfattes av krav til utslippstillatelse, deles inn i fire kategorier i henhold til klassifiseringen i Aktivitetsforskriften:

<b>Grønn</b>	Ingen eller svært liten miljøeffekt. Utslipp tillatt uten spesielle vilkår.
<b>Gul</b>	Normalt akseptabel miljøeffekt. Utslippstillatelse nødvendig er nødvendig, men blir normalt sett godkjent.
<b>Rød</b>	Skal prioriteres for utskiftning med kjemikalier fra grønn eller gul kategori.
<b>Svart</b>	Utslipp ikke tillatt. Unntak gjøres ved spesielle tilfeller, eksempelvis dersom det er avgjørende for sikkerheten.

Nærmere beskrivelse for klassifisering er gitt i [Miljødirektoratets veileder M-107](#) Retningslinjer for rapportering fra petroleumsvirksomhet til havs.

Utslippene av tilsatte kjemikalier fra norsk petroleumsvirksomhet i 2023 var ca. 162 000 tonn. Dette er en nedgang på ca. 6 prosent fra 2022. 90 prosent av utslippene var grønne kjemikalier. Røde og svarte samlet utgjorde ca. 0,3 prosent av utslippene, hvor fordelingen er vist i Figur 12.

Å bytte ut kjemikalier til mindre miljøskadelige alternativer, den såkalte substitusjonsplikten, er en viktig del av miljøarbeidet for å redusere mulige effekter av utslippene offshore. Operatørene vurderer jevnlig kjemikaliene som brukes for å se om de kan substitueres. Substitusjonen av kjemikalier har vært omfattende og har ført til at utslippene av de mest miljøfarlige kjemikaliene er redusert til en brøkdel av hva det var for bare ti år siden.



Figur 12: Fordelingen i Miljødirektoratets fargekategorier av utslipp av tilsatte kjemikalier fra sokkelen

Fra 2011 til 2014 var det imidlertid en markert økning av rapporterte utslipp av svarte kjemikalier. Dette skyldes hovedsakelig at utslipp av brannskum tidligere ikke ble rapportert fordi det var et sikkerhetskjemikalium. Det foreligger nå alternativer med mindre miljøskadelige egenskaper og brannskum ble derfor innlemmet i substitusjonskravet. Disse nye alternativene er nå fasett inn på alle felt på sokkelen.

Økningen i 2020 skyldes blant annet at smøreoljer som lekker ut fra neddykkede sjøvannspumper ble rapporteringspliktig som svart kategori. Utslipp av stoffer i svart kategori er forventet å reduseres videre de neste årene, som en del av substitusjonsarbeidet. Det finnes nå alternativer til smøreoljene som brukes i neddykkede sjøvannspumper. For noen eldre pumper er substitusjonsarbeidet stoppet opp på grunn av pumpehavarier, og det er ønskelig med mer kunnskap om grunn til havariene før substitusjonsarbeidet fortsetter.

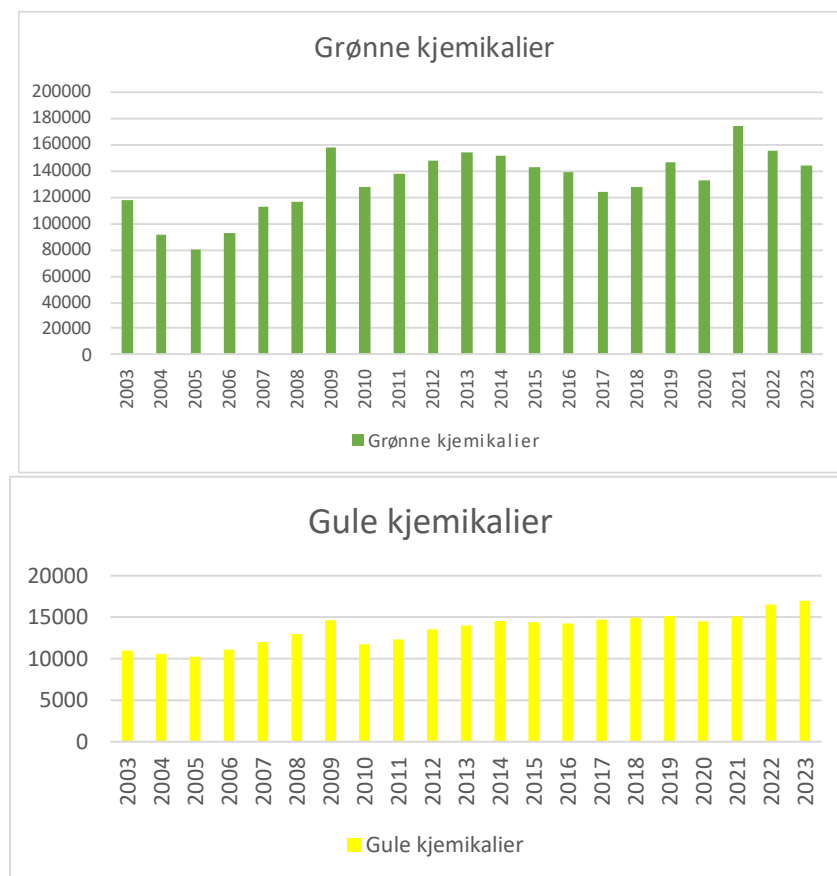
Utslipet av svarte kjemikalier i 2023 var på 4,1 tonn, en liten oppgang fra 3,7 tonn i 2022, vist i Figur 13. Denne økningen skyldes blant annet at borsyre og flere borater som er brukt i korrosjonshemmere ble rapporteringspliktige som svart kategori, etter at disse fikk ny klassifisering som helseskadelig av EUs kjemikaliebyrå. Bor forekommer imidlertid som naturlig uorganisk salt i sjøvann, og miljøfaren i marint miljø er vurdert som lav. Flere av kjemikaliene som benyttes i produksjon av ferskvann offshore mangler HOCNF og klassifiseres derfor som svarte.

Figur 13 viser at kjemikalier i rød kategori hadde en jevn økning av de rapporterte utslippene fra 2013 da de var nede på ca. 8 tonn. I 2023 ble det sluppet ut 410 tonn røde kjemikalier, en nedgang fra 2022 da utslippet var på 419 tonn.

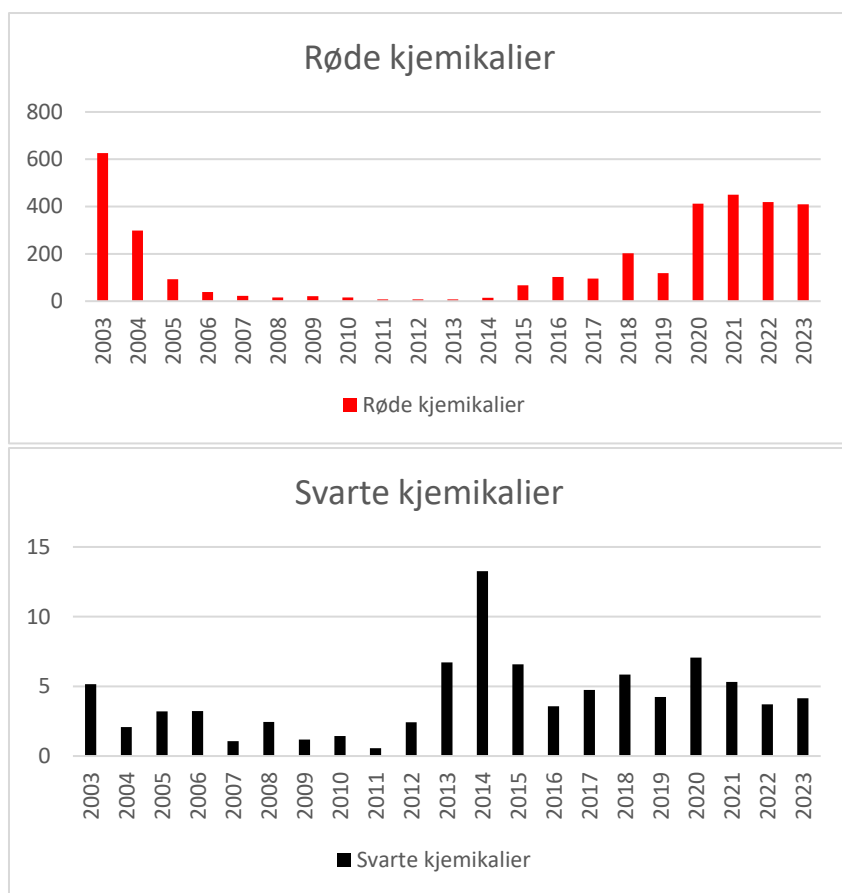
Grunnen til den tilsynelatende økningen de siste årene er endrede krav til rapportering. Blant annet ble det begroingshindrende middelet natriumhypokloritt som også benyttes i drikkevannsbehandling og svømmehaller på land, reklassifisert fra gult til rødt.

I 2020 kom det også et nytt rapporteringskrav knyttet til kjemikalier benyttet i generering av ferskvann. Her benytter flere felt egenprodusert hypokloritt, som nå skal rapporteres og klassifiseres som rødt.

Videre viser Figur 13 en reduksjon på 11 000 tonn for utslipp av grønne kjemikalier fra 2022 til 2023, mens utslipp av gule kjemikalier var tilnærmet stabilt.







Figur 13: Utslipp av tilsatt kjemikalier fra norsk sokkel fordelt på Miljødirektoratets kategorier

### 4.3 Utsiktede utslipp

Utsiktede utslipp defineres som ikke-planlagte utslipp, som inntreffer plutselig og ikke er tillatt. Mulige miljøkonsekvenser av slike utslipp vil avhenge av utslippetts egenskaper, mengde og tid/sted for utslippet.

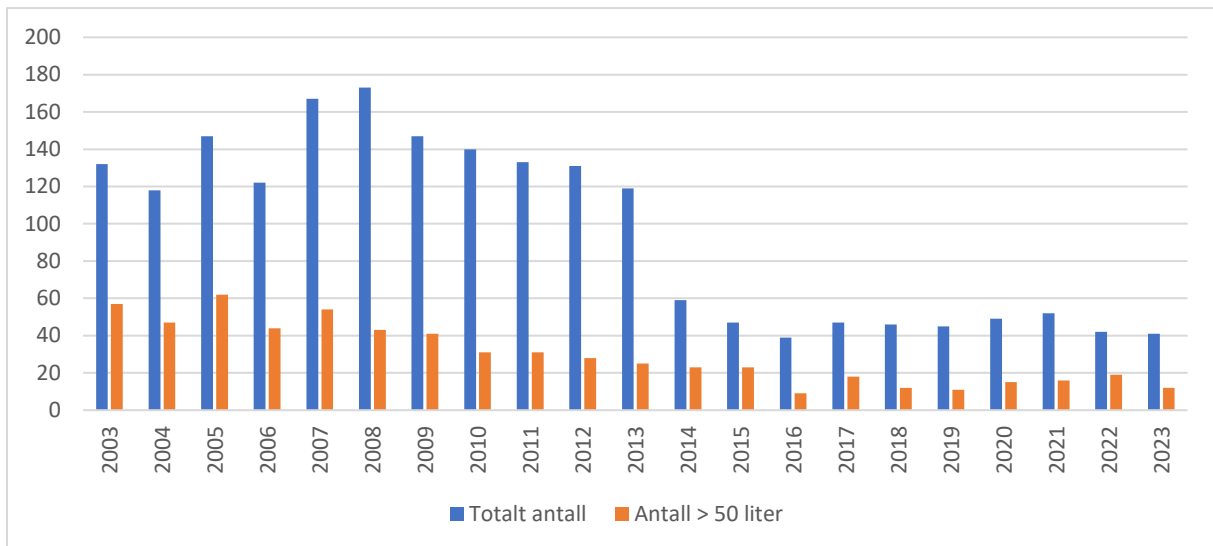
Utsiktede utslipp blir klassifisert i tre hovedkategorier:

- Olje: diesel, fyringsolje, råolje, spillolje og andre oljer
- Kjemikalier og borevæsker
- Utslipp av gass til sjø og luft

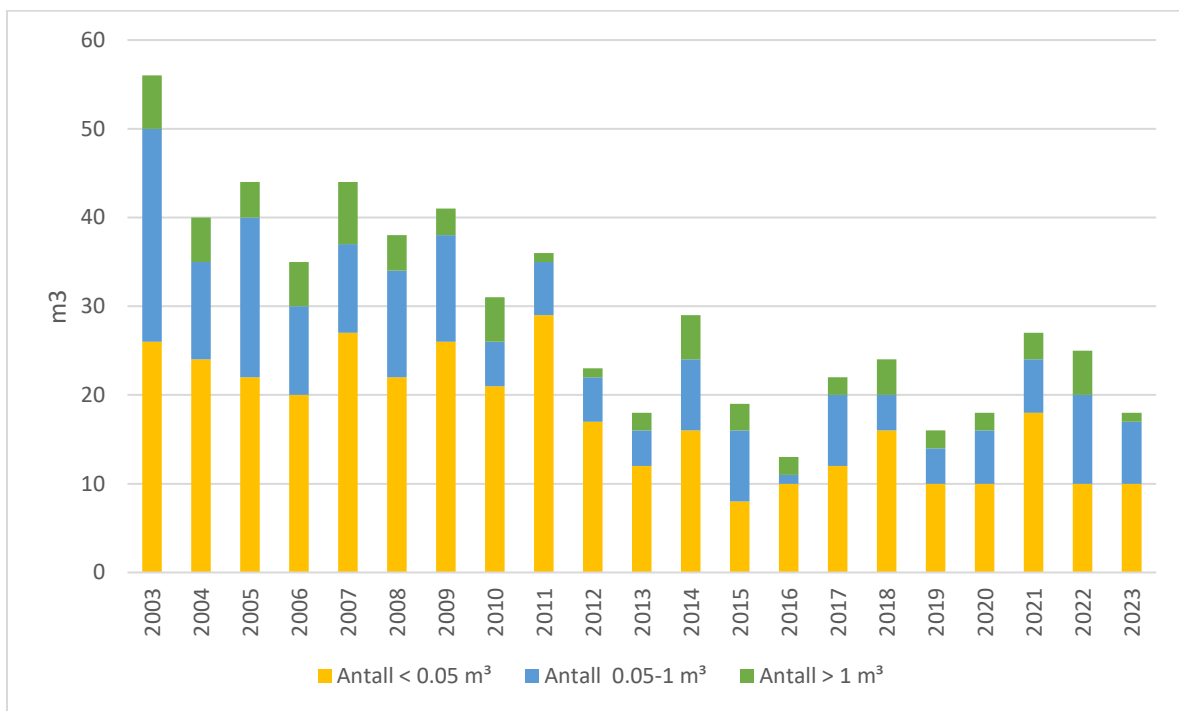
Olje- og gassindustrien har høy prioritet på forebyggende tiltak. Dette er tiltak (barrierer) som forhindrer at uønskede hendelser skal skje og dermed reduserer antall utsiktede utslipp. Alle utsiktede utslipp rapporteres inn til Miljødirektoratet i den årlige utslippsrapporteringen.

#### Utsiktede utslipp av olje

Totalt antall utsiktede utslipp av alle typer olje har generelt gått nedover de siste 20 årene. Den markerte nedgangen i antall utslipp fra 2013 til 2014 skyldes en presisering av regelverket slik at det ble færre utslipp av olje med mindre enn 50 liter, mens antall utsiktede utslipp av kjemikalier i samme volumkategori økte tilsvarende.



Figur 14: Antall utilsiktede utslipp av olje til sjø på norsk sokkel

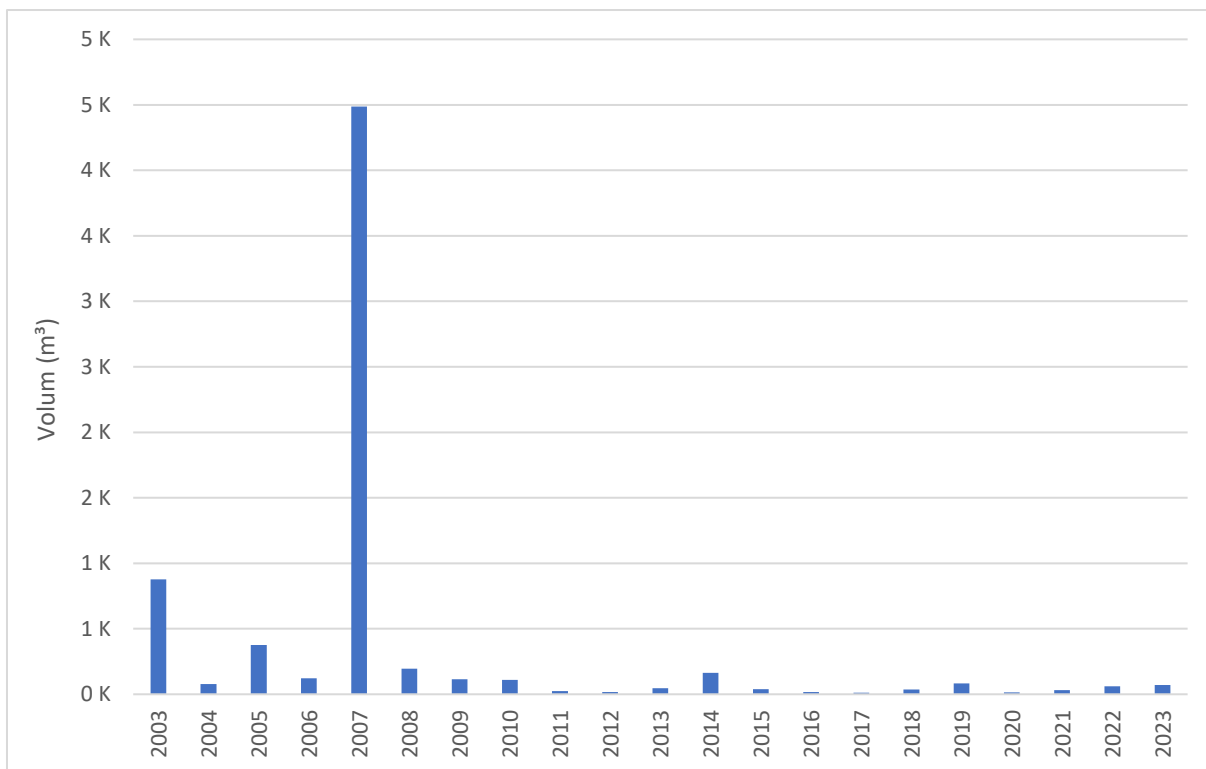


Figur 15: Antall utilsiktede utslipp av råolje til sjø på norsk sokkel

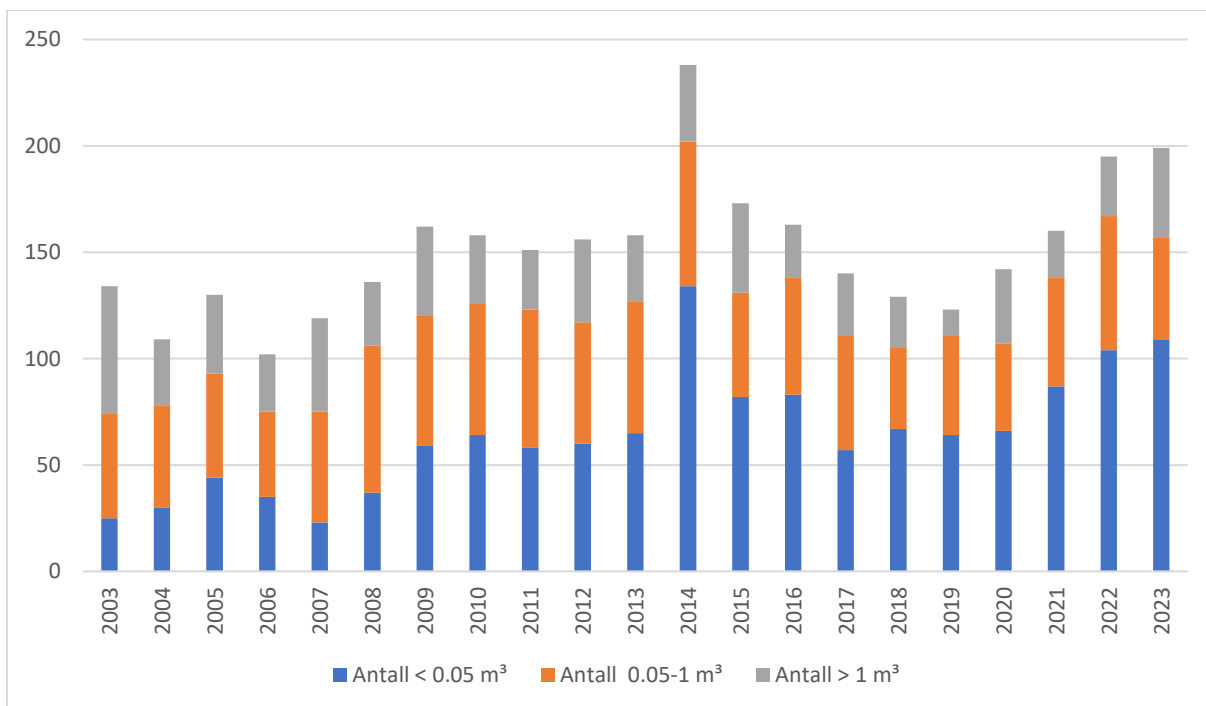
I 2023 var det 41 hendelser som medførte utslipp av olje mot 42 i 2022, som vist i Figur 14. Ser man bare på utslipp større enn 50 liter har det vært rundt 10 - 15 hendelser per år de siste årene. I 2023 var det totalt 12 utslipp større enn 50 liter olje der 3 var større enn 1 m<sup>3</sup>. Det største enkeltutslippet i 2023 var på 64 m<sup>3</sup>, en hendelse på Alvheim november 2023.

Ser man bare på utslipp av råolje i Figur 15 er det også der en klar nedadgående trend over de siste 10-15 år. I 2023 var det 18 slike utslipp.

Det totale utslippsvolumet av olje fra utilsiktede oljeutslipp varierer i betydelig grad fra år til år, som vist i Figur 16. Statistikken preges av store enkelthendelser. I 2007 skjedde det nest største oljeutslippet på norsk sokkel på vel 4000 m<sup>3</sup>, mens totalutslipp etter dette har variert mellom 10 og 200 m<sup>3</sup>. I 2023 var det samlede volumet 70 m<sup>3</sup>, og dominert av ett enkeltutslipp.



Figur 16: Utslippsvolum fra utilsiktede utslipp av olje på norsk sokkel



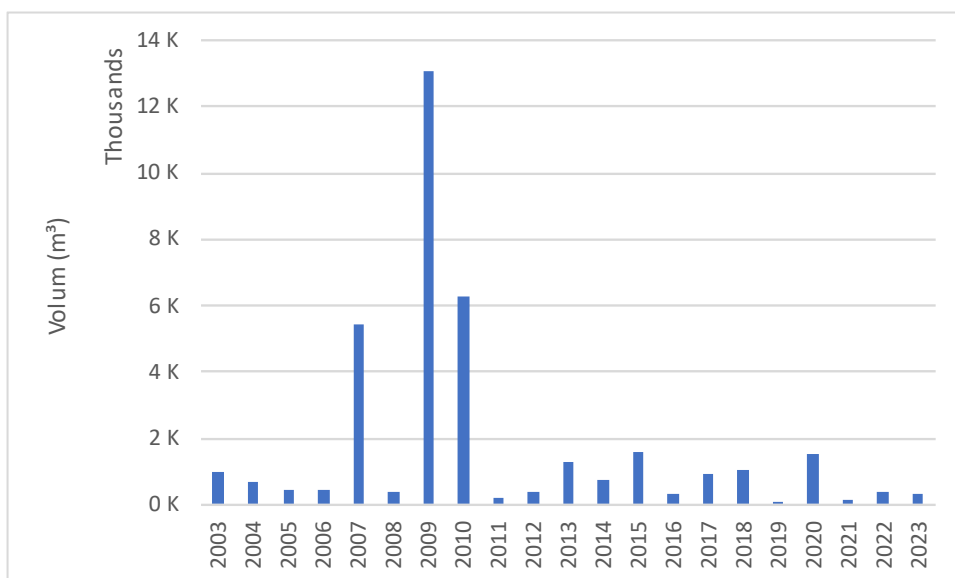
Figur 17: Antall utilsiktede utslipp av kjemikalier på norsk sokkel fordelt på tre utslippstørrelser

### Utilsiktede utslipp av kjemikalier

Antall utilsiktede kjemikalieutslipp viser ikke tilsvarende nedadgående trend som for utilsiktede utslipp av olje. Den markerte økningen i 2014 til 237 utslipp skyldtes presiseringen av regelverket som førte til færre utslipp av olje og flere av kjemikalier. I 2023 var antall utslipp 199 hvorav 42 var større enn 1 m<sup>3</sup>. Fordelingen er vist i Figur 17.

Samlet volum for utilsiktede kjemikalieutslipp i 2023 var på 349 m<sup>3</sup>, en nedgang fra 2022 da utslippene var 398 m<sup>3</sup>. De utilsiktede utslippene fordelte seg med 89 prosent grønne kjemikalier, 10,3 prosent gule, 0,8 prosent røde og 0,1 prosent svarte.

I perioden 2007 - 2010 domineres utslippsvolumene av enkeltår hvor det har blitt oppdaget lekkasjer fra injeksjonsbrønner. Disse brønnene er nå nedstengt.



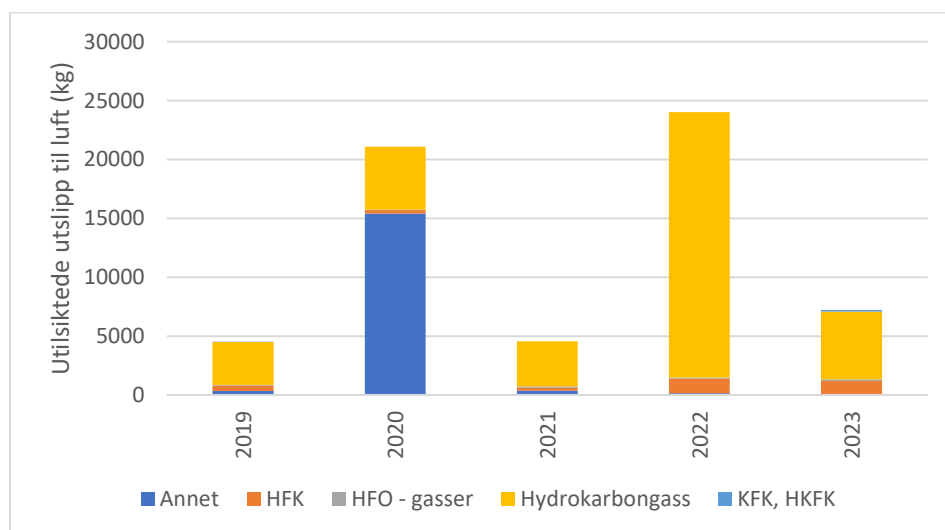
Figur 18: Samlet volum av utilsiktede utslipp av kjemikalier

### Utilsiktede utslipp av gass til sjø

Fra rapporteringsåret 2023 rapporteres også utilsiktede utslipp av gass til sjø i Footprint. Antall utilsiktede utslipp var 23 og totalt volum 32 907 Sm<sup>3</sup>.

### Utilsiktede utslipp av gass til luft

Utilsiktede utslipp til luft er hovedsakelig små lekkasjer av hydrokarbongasser og kjølegasser fra prosessutstyr. I 2023 var antall utslipp 155, opp fra 132 i 2022. Total masse ble likevel redusert fra 24 016 kg i 2022 til 7 206 kg i 2023.



Figur 19: Utilsiktede utslipp av gass til luft

## Lekkasjedeteksjon

Et system for deteksjon er en viktig barriere for å oppdage lekkasjer og andre utilsiktede utslipp så raskt som mulig. Systemet skal gi nødvendig informasjon slik at relevante tiltak kan igangsettes så raskt som mulig og at utslipp blir varslet, meldt og rapportert i henhold til regelverket. Alle innretninger på norsk sokkel har i dag en eller flere metoder installert som inngår i deteksjonssystemet.

Antall hendelser med utilsiktede utslipp fra havbunnsinnretninger er lavt, og belyses hvert år i Petroleumstilsynets rapport RNNP Akutte Utslipp.

Større lekkasjer vil kunne detekteres umiddelbart gjennom for eksempel prosessovervåking og det er også etablert daglig satellittovervåking og radarovervåking av sjøoverflaten. Imidlertid kan det være mer utfordrende å detektere små lekkasjer fra innretninger på havbunnen. Nyere havbunnsinnretninger er utstyrt med lokalt system for lekkasjedeteksjon, men dette er ikke alltid tilfelle for eldre innretninger som ble bygd ut før slik teknologi var tilgjengelig.

Miljødirektoratet og Havindustritilsynet (tidligere Petroleumstilsynet) gjennomførte en felles tilsynskampanje i 2020/tidlig 2021 for å sjekke operatørens rutiner og utstyr for å oppdage lekkasjer av olje, gass og kjemikalier fra undervannsinnetninger på norsk sokkel. Her ble det gitt noen felles avvik på tvers av alle operatører, blant annet knyttet til oppdagelse av mindre lekkasjer og fastsettelse av ytelseskrav, og det ble derfor nedsatt en arbeidsgruppe i regi av Offshore Norge for å se på dette i fellesskap.

Funnene i tilsynene skyldes i stor grad mangel på risikovurderinger av mulige lekkasjer fra den enkelte innretning samt dokumentasjon og helhetlige vurderinger av hva systemene kan levere/yte. Dette jobber nå næringen for å løse, og det gjøres vurderinger av hvilke gap man har og hvordan de kan lukkes. Her må også begrensninger i teknologi tas hensyn til, de fleste systemer for lekkasjedeteksjon har begrensninger i hvor stort område som dekkes og hvor små lekkasjer som kan oppdages på noe avstand. For de aller minste lekkasjene vil derfor inspeksjoner kunne være eneste mulighet for å detekteres. Inspeksjoner gjennomføres på alle felt med jevne mellomrom.

Det er også flere havbunnsinnretninger på sokkelen som har lavt eller negativt trykk i forhold til vannmassene rundt. Fra disse feltene er det mer sannsynlig med lekkasje av vann inn i systemet enn at olje og gass slippes til sjø.

## 5. Havmiljøet, offshorevirksomheten og forvaltning

Norge er en havnasjon med mål om en helhetlig og økosystembasert forvaltning av marine ressurser og økosystemer. I 2006 kom den første helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Forvaltningsregimet er siden utvidet til de to andre havområdene Norskehavet og Nordsjøen – Skagerrak. Siste oppdatering av forvaltningsplanene kom i Meld. St. 20 (2019 - 2020), og samlet da for første gang forvaltningsplanene for havområdene i én melding. Ny oppdatering skal behandles av Stortinget i juni 2024.

I tillegg til forvaltningsplanene pågår det også andre overlappende prosesser innenfor havforvaltning som marint vern og oppfølging av internasjonale forpliktelser (Kunming-Montreal avtalen) samt utvikling av næringsplaner. Offshore Norge mener at det er viktig at havforvaltningen fortsetter å være helhetlig, og at forvaltningsplanen forblir det overordnede verktøyet for å sikre dette.

## 5.1 Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene

I april 2024 la regjeringen frem stortingsmelding om [«Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene. Barentshavet, områdene utenfor Lofoten, Norskehavet, Nordsjøen og Skagerrak»](#), videre referert til som Meld. St. 21 (2023-2023). Stortingsmeldingen er tydelig på at hensikten med forvaltningsplanen er å legge til rette for verdiskaping gjennom bærekraftig bruk av havområdenes ressurser og økosystemtjenester og samtidig opprettholde økosystemenes struktur, virkemåte, produktivitet og naturmangfold. Det er i dag hovedsakelig tre store havnæringer i Norge som vurderes i forvaltningsplanene. Dette er fiskeri, skipsfart og petroleumsvirksomhet. I tillegg kommer nye til slik som havvind, CCS, mineralutvinning og havbruk (utenfor 12 nm).

Forvaltningsplanene er et godt og demokratisk virkemiddel og Offshore Norges medlemmer har vært, og vil også i framtiden være, en aktiv bidragsyter til å bygge kunnskap om havområdene på norsk sokkel, og den påvirkning ulik næringsaktivitet kan ha på naturressurser i havet. Petroleumsvirksomheten har gjennom mange år vært en viktig bidragsyter for å bygge kunnskap om miljøverdier og miljøeffekter av aktivitet fra virksomheten på norsk sokkel. Det er viktig at denne kunnskapen også blir en del av faggrunnlaget og brukes inn i forvaltningen.

Offshore Norge arbeider aktivt sammen med våre medlemmer for å synliggjøre denne kunnskapen, og deltar med innspill. I denne oppdateringssyklusen har vi deltatt på innspillmøter og sendt skriftlig [innspill på SVO-rapport om miljøverdier](#), [høringssvar på faktafeil/mangler til faggrunnlaget](#), [høringssvar til det endelige faggrunnlaget](#) og [høringssvar til stortingsmeldingen om forvaltningsplaner for de norske havområdene \(2023-2024\)](#). Neste revisjonssyklus av forvaltningsplanene er i gang, og informasjon om oppdatering av det faglige grunnlaget kan finnes på [Havforum](#).

Involvering av interessegrupper er en viktig del av økosystembasert forvaltning. I prosessen frem til ferdig faggrunnlag for forvaltningsplanen har involveringen av næringene vært betydelig svakere enn ved tidligere oppdateringer av det faglige grunnlaget. Stortingsmeldingen som kom april 2024 legger nå opp til at det utarbeides en konkret plan for involvering av berørte interessegrupper i arbeidet med det faglige grunnlaget for neste forvaltningsplanmelding.

Det er viktig at forvaltningsplanen forblir det overordnede styringsverktøyet for norske havområder sammen med relevante sektorregelverk.

## 5.2 Særlig verdifulle og sårbare områder

Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) er identifisert gjennom forvaltningsplaner for havområdene. Dette er områder som ut fra naturfaglige vurderinger har vesentlig betydning for det biologiske mangfoldet og den biologiske produksjonen, og der mulige skadevirkninger kan få langvarige eller irreversible konsekvenser. Områdene er identifisert ut fra EBSA-kriteriene (Ecologically or Biologically Significant Marine Areas), en internasjonalt anerkjent metodikk for identifisering av miljøverdier i havet.

SVO-er gir ikke direkte virkninger i form av begrensninger for næringsaktivitet, men signaliserer viktigheten av å vise særlig aktsomhet i disse områdene. Slik aktsomhet ivaretas gjennom forvaltningstiltak, for eksempel gjennom områdespesifikke rammer for petroleumsvirksomhet. Dette kan inkludere restriksjoner som boretidsbegrensning, miljøkartlegging, tiltak for å begrense risikoen for akutte utslipp eller langsiktige miljøskader, og krav til overvåkning og miljøvurderinger for å følge opp virkningene av petroleumsaktiviteten. Hvilke forvaltningstiltak som er relevante, skal vurderes

basert på miljøverdiene fordeling i tid og rom, og hvor og når de aktuelle miljøverdiene er sårbare for ulik aktivitet.

I Meld. St 21 (2023-2024) er det 19 SVO-områder, som er en sammenslåing av flere tidligere definerte områder, justering av tidligere utbredelser i tillegg til introduksjon av nye områder. Antall SVO-er er mindre, men det samlede arealet betydelig større (ca. 60 prosent av norsk økonomisk sone. Offshore Norge mener at når forvaltningsplanen definerer større SVO-arealer, understrekes behovet for konkrete aktsomhetsvurderinger og målrettede tiltak for å sikre relevante hensyn til ulike miljøverdier. Områdene har varierende grad av sårbarhet og utbredelse i tid og rom, og uten slike konkrete og sektorspesifikke vurderinger vil betydningen av SVO-begrepet utvannes. En kvalitativ vurdering av mange momenter per område medfører at store områder blir definert som verdifulle, noe som kan svekke intensjonen med SVO-er som særlig verdifulle områder. Meldingen får frem at områdespesifikke rammer for aktivitet ikke må være sammenfallende med SVO-avgrensning, og at forvaltningstiltak skal være basert på best tilgjengelig kunnskap om miljøverdiene fordeling i tid og rom. Offshore Norge mener at næringsaktivitet kun bør begrenses om det faktisk er sårbare miljøverdier der aktiviteten er planlagt, slik at en unngår reguleringer basert på miljøverdier som ikke er til stede i det aktuelle området.

### 5.3 Marint vern/internasjonale avtaler knyttet til naturmangfold

Tiltak for bevaring, bærekraftig bruk og kunnskap er sentrale komponenter i en helhetlig havforvaltning. Bevaring av områder kan gjøres gjennom marint vern og andre effektive arealbaserte bevaringstiltak, og er omtalt i [St.Meld 29 \(2020 – 2021\) Heilskapleg nasjonal plan for bevaring av viktige område for marin natur](#). Marine verneområder kan opprettes med hjemmel i naturmangfoldloven. Denne loven har begrenset virkeområde på sokkelen, og regelen for opprettelse av marine verneområder gjelder ikke utenfor 12 nm. Det kan fastsettes arealbaserte tiltak basert på sektorlovgivning, og dette er gjort blant annet innenfor fiskeriforvaltning der flere korallrevområder er beskyttet mot skade fra fiskerivirksomhet.

Det er også en rekke internasjonale konvensjoner og avtaler om naturmangfold som Norge har signert, og også vært en aktiv bidragsyter til å få på plass. FN's biomangfoldkonvensjonen ble vedtatt i 1992, og i desember 2022 ble det vedtatt en revidert naturavtale i Montreal, «[Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework](#)». Den nye avtalen inneholder blant annet konkrete mål om vern, restaurering og finansiering, og slår fast at 30 prosent av all natur (land og hav) skal vernes innen 2030.

Regjeringen har startet arbeidet med oppfølging av det nye globale rammeverket, og en del av dette arbeidet vil være å få på plass en ny havmiljølov slik at også områder utenfor 12 nm kan vernes.

### 5.4 Naturrisiko (og naturpositivitet)

Som pekt på av FN's Naturpanel opplever verden et dramatisk og akselererende tap av naturmangfold forårsaket av menneskelige aktiviteter. Naturen og klimaet er gjensidig avhengig av hverandre, og utfordringer knyttet til klima og natur må derfor løses sammen og samtidig. Denne balansen og evnen til å finne helhetlige løsninger blir viktig i årene som kommer.

Tap av natur og biologisk mangfold får stadig større fokus i den offentlige debatten, og det forventes langt større krav til dokumentering og rapportering på disse områdene framover, blant annet som følge av EUs bærekraftsrapportering (CSRD).

Arbeidet med klimarisiko har pågått i mange år, og er godt innarbeidet i bransjen. Naturrisiko har mange likheter med dette, og det er naturlig at man benytter samme tilnærming og begrepsbruk der

det er mulig. Naturrisikoutvalget ble satt ned i 2022 og leverte sitt arbeid i februar 2024 [NOU 2024:2 I samspill med naturen](#). Offshore Norge har gitt innspill til arbeidet.

Det har pågått olje- og gass aktivitet på norsk sokkel i mer enn 50 år, og det er gjennom denne perioden brukt betydelige ressurser på forskning- og utvikling for å kunne dokumentere eventuelle påvirkninger på natur og økosystemer. Dette arbeidet har vist at det er mulig å drive næringsaktivitet i havet med svært lav påvirkning på natur og miljø.

Samtidig ønsker aktørene på norsk sokkel å fortsatt være en pådriver for videre forbedring, og flere selskap har derfor satt ambisiøse mål knyttet til naturmangfold, biodiversitet eller naturpositivitet i sine selskapsmål.

### 5.5 Miljørisiko og føre-var

Kunnskap om sårbare miljøressurser som kan påvirkes av petroleumsindustriens aktiviteter er viktig, og det brukes store ressurser på kartlegging, miljøovervåking, effektstudier og risikoanalyser i alle faser av petroleumsvirksomhet.

Det er viktig med kunnskap om den faktiske sårbarheten til miljøverdiene for å gjøre gode vurderinger av eventuelle operasjonelle begrensninger som pålegges næringsaktiviteter. Både myndigheter og tiltakshaver kan bedre unngå kostbare begrensninger av aktiviteter i perioder hvor de sårbare ressursene ikke er til stede og/eller for aktiviteter som ikke påvirker den aktuelle ressursen. Offshore Norge har tidligere kommentert at sårbarhetsvurderingene i det faglige grunnlaget for forvaltningsplaner ikke har vært tilstrekkelig presise. Før man gjør store endringer av de eksisterende SVOene med tilhørende operasjonelle begrensninger, må det tydelig komme frem hva den verdsatte delen av økosystemet faktisk er sårbar overfor.

Naturmangfoldloven med underlagsdokumenter (blant annet Ot.prp. Nr. 52 2008-2009) er klar på at føre-var prinsippet bare skal benyttes der det foreligger en risiko for at det kan oppstå en "alvorlig eller irreversibel" skade på naturmangfoldet. Det fremgår tydelig i naturmangfoldloven og underliggende materiale at føre-var-tilnærming skal brukes på et beslutningsnivå. Føre-var skal ikke brukes for sikkerhets skyld eller ved generell eller hypotetisk usikkerhet. Prinsippet skal sikre at det tas høyde for usikkerhetene i et faglig, faktabasert og vitenskapelig underbygget beslutningsunderlag. Det er ikke hensiktsmessig at føre-var-prinsippet trekkes inn i det vitenskapelige underlaget og presenteres for beslutningstakere som et forstørret skadepotensiale, utvidelse av utfallsrommet eller en angitt økt usikkerhet. Vitenskapens og de vitenskapelige institusjoners rolle er å frambringe den beste faglige forståelse og de riktigst mulige estimater der en også synliggjør det faktiske utfallsrommet og den usikkerheten som materialet tilsier.

Føre-var-prinsippet innebærer ikke at risikoen skal være null. Innen forvaltningsområder der føre-var-prinsippet er godt innarbeidet i beslutningsprosessene er beslutninger også basert på en aksept for risiko, og føre-var sees i sammenheng med vurderinger av kost-nytte.

Historiske data fra norsk sokkel viser at det i løpet av 50 års olje- og gassvirksomhet ikke har inntruffet noen utilsiktede utslipp som har medført skade av betydning på miljøet, verken fra offshorevirksomheten, fra tilknyttet transport eller fra tilhørende landanlegg. Det betyr ikke at næringen hevder at en alvorlig hendelse ikke kan skje fra virksomheten. Det har derfor vært en prioritert oppgave for petroleumsnæringen å bidra til å øke kunnskapen om faktisk skadepotensiale og å utvikle metoder for å formidle dette på en måte som gir et fullt bilde av utfallsrom og usikkerheter.



Det handler både om kunnskap om når miljøressursene er mest sårbare, når de er til stede og hvilke aktiviteter som medfører høyest miljørisiko. Eksempler på slike aktiviteter er kartlegging og overvåking av sjøfugl (SEAPOP og SEATRACK), forskning på effekter på fisk og andre ressurser i vannmassene (blant annet PROOFNY og SYMBIOSES) og forskning og utvikling av modeller for å predikere tilstedeværelse av sjøfugl og sjøpattedyr (for eksempel MARAMBS).

## 5.6 Miljøovervåking

Næringen har brukt betydelige ressurser for å forstå hvilke utslipp som kan føre til effekter, slik at de mest effektive tiltakene kan iverksettes. Denne innsatsen omfatter kartlegging og overvåking av miljøet for å vurdere tilstanden, utvikling av bedre metoder innen miljøovervåking, og forskning. Tiltak omfatter både forebyggende tiltak og konsekvensreducerende tiltak som substitusjon av kjemikalier (se kapittel 9.3) og oljevernberedskap.

En viktig del av dette arbeidet er den årlige omfattende overvåkingen av miljøet på sokkelen. Miljøovervåkingen på norsk sokkel har pågått i nærmere 50 år. Målet med overvåkingen er å dokumentere miljøtilstand og utvikling, både som følge av menneskeskapt påvirkning og naturlige variasjoner. Det pågår i tillegg en betydelig forskningsaktivitet i regi av enkeltseksjoner. Dette omfatter både utvikling av overvåkningsmetodikk og bedre forståelse av påvirkning på det marine miljø fra petroleumsnæringens utslipp.

I dag blir overvåkingen gjennomført i henhold til [Miljødirektoratets veileder M-300](#). Omfanget av overvåkingen skal relateres til petroleumsaktiviteten til havs i de enkelte regionene og overvåkingsprogrammet planlegges av operatørene. Miljøovervåkingen utføres av uavhengige konsulenter etter retningslinjer og krav fra miljømyndighetene. Omfang, benyttede metoder og resultater blir gjennomgått og kvalitetssikret av en ekspertgruppe på vegne av Miljødirektoratet.

Overvåkingen omfatter undersøkelser i vannsøylen, av bunnsedimenter og bunnlevende dyr. I tillegg gjennomføres visuell kartlegging av sjøbunnen i områder med forekomster av antatt spesielt sårbare dyregrupper, som koraller og svamp. En del av dataene fra miljøovervåkingen, som ikke er konfidensielle eller har konkurransemessig betydning, blir delt og lagt inn i [Mareano](#). Mareano er et tverrfaglig program for kartlegging av havbunnen i norske havområder, ledet av Miljødirektoratet, hvor Havforskningsinstituttet, Norges geologiske undersøkelse (NGU) og Kartverket står for den daglige faglige driften.

### Vannsøyleovervåking

Vannsøyleovervåkingen består av feltundersøkelser og metodeutvikling. Feltundersøkelsene gjennomføres hvert tredje år og skal som et minimum inkludere hydrografiske målinger, kjemiske målinger og undersøkelser av organismer i bur (hovedsakelig blåskjell) og av frittlevende organismer (hovedsakelig fisk). Perioden mellom to feltundersøkelser brukes til videreutvikling og kvalifisering av metodikk for framtidig vannsøyleovervåking.

I 2021 ble det gjennomført et større program i Ekofiskområdet. Dette arbeidet er nærmere omtalt i [Offshore Norges klima og miljørapport fra 2022](#). I 2021 og 2022 ble det utført flere forsøk for metodeutvikling for fremtidige feltundersøkelser, men ingen stor undersøkelse i felt. Flere av funnene ble presentert under [Forum for offshore miljøovervåking høsten 2022](#). Neste program for vannsøyleovervåkingen gjennomføres i 2024.

### Havbunnsundersøkelser

Bunnhabitatovervåkingen består i å ta prøver av sjøbunnen, vanligvis med bruk av en grabb, og deretter analysere sedimentet med hensyn til fysisk, kjemisk og biologisk tilstand. Enkelte stasjoner har vært undersøkt jevnlig i mer enn 30 år og datamaterialet er derfor svært verdifullt både for

forskere og myndigheter for å vurdere både naturlige og menneskeskapt endringer i miljøet over tid. Det er derfor av stor interesse å kunne benytte dette materialet i forvaltningsarbeidet til myndighetene.

En regional tilnærming med overvåking av hver region hvert tredje år, ble innført i 1996. Totalt er norsk sokkel delt inn i elleve geografiske regioner for overvåking av sjøbunnen. I tillegg må alle felt som skal settes i drift, gjennomføre en grunnlagsundersøkelse før oppstart for å dokumentere naturlig miljøtilstand på feltet.

Overvåkingsprogrammet er svært omfattende, og datamaterialet dekker om lag 1000 stasjoner på norsk sokkel. Feltarbeid og tokt gjennomføres vanligvis i mai – juni. Alle data er lagret i en database (MOD) som er tilgjengelig etter at de er registrert i Veracity hos DNV.

[Miljødirektoratets veileder M-300](#) ble revidert i 2023, med nytt kapittel om miljøovervåking ved avslutning. Kapittelet omhandler miljøundersøkelser før, eventuelt under og etter at produksjonsfasen er avsluttet på et felt. Behovet for og omfanget av slike undersøkelser vil variere avhengig av områdets utslippshistorikk, sårbarhet, tilgjengelige eksisterende studier og omfanget av planlagt avslutningsaktivitet. Behovet for videre miljøovervåking etter avslutning av petroleumsvirksomhet avhenger av undersøkelsesresultatene og anbefalingene i operatørens avslutningsrapport, med hensyn til forurensningsnivå, områdets sårbarhet og egnethet til andre formål. Retningslinjen viser til at i områder med minimal eller ingen påvist forurensning eller påvirkning på fauna, kan videre miljøovervåking vurderes som lite hensiktsmessig.

Det er gjennomført en rekke store forskningsprosjekter og -programmer hvor uavhengige forskere har undersøkt mulige effekter av olje- og gassindustriens utslipp til sjø. Her kan nevnes Norges Forskningsråds program Marinforsk som begynte i 2015, og tidligere Havet og Kysten (PROOF/PROOFNY 2004-2015). Resultatene fra miljøovervåkingen er også benyttet i en rekke vitenskapelige artikler.

Oppsummeringene fra PROOFNY konkluderer med at potensialet for miljøskade fra utslippene gjennomgående er moderat. Effekter av utslipp fra boreoperasjoner er bare detekterbare i nærområdet til borelokasjonen, gjerne begrenset til 150-200 meter fra utslippspunktet. Ofte er effektene knyttet til partikkelnedfall og effekter på filter-spisende bunnfauna, som for eksempel rørbyggende børstemarker.

[Forum for offshore miljøovervåking](#) arrangeres hver høst hvor årlige resultater fra overvåkingsprogrammene blir presentert, samt resultater fra forskning og utvikling.

Høsten 2022 startet Jonny Beyer og Torgeir Bakke fra NIVA arbeidet med å lage en ny fagfelleverdert oversiktsartikkel (review), finansiert av Offshore Norge, selskapenes budsjett for overvåkingsprogrammene og Miljødirektoratet. Artikkelen skal gi en helhetlig og oppdatert oversikt over kunnskap som er blitt frembrakt gjennom mange års miljørelatert forskning og overvåking innenfor norsk offshore olje og gass virksomhet. Basert på funnene, vil artikkelen kunne gi anbefalinger til hvordan fremtidens miljøovervåking offshore vil se ut. Publiseringsarbeidet forventes ferdig i løpet av 2024.

### **Undersøkelser og vurdering av sårbare bunndyrsområder**

Petroleumsindustrien er til stede på sokkelen i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Industrien er pålagt å undersøke havbunn og bunnfauna før aktivitetene settes i gang. Dette danner et grunnlag for å kunne beskrive mulige miljøeffekter av aktivitetene og skal sikre at fotavtrykket av aktivitetene blir minst mulig. Effektene er i hovedsak knyttet til utslipp av utboret bergmasse, såkalt borekaks.

Undersøkelsene utføres hovedsakelig ved å hente bunnprøver ved bruk av grabb, med påfølgende analyse av fysiske egenskaper (kornstørrelse), kjemi (hydrokarboner og metaller) og biologi (beskrivelse av artsmangfoldet). I områder med hardbunn eller ved tilstedeværelse av sårbare bunnhabitater gjennomføres det visuelle og akustiske undersøkelser, som erstatning eller i tillegg til grabbundersøkelser av sjøbunnen. Dette gjelder særlig i områder med forekomst av svamp og korall, som er antatt å være sårbare for utslipp av partikler fra boreaktivitetene. Hensikten med visuelle undersøkelser er å kartlegge tilstedeværelsen og omfanget av arter og naturtyper som er rødlistet i Norge. Naturtypene korallrev, hardbunnskorallskog og svampspikelbunn er vurdert som nær truet. Den visuelle overvåkingen er et godt redskap for å kartlegge forekomster og unngå skader på naturmiljøet.

[Offshore Norges håndbok for sårbare havbunns habitat](#) ble oppdatert av DNV i 2023. Målsetningen med en slik veileder er å unngå fysisk skade på blant annet korallrev og svampområder.

## 6. Klimagassutslipp og andre utslipp til luft

Utslipp til luft fra olje- og gassvirksomheten består i all hovedsak av avgasser som inneholder CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> og nmVOC fra ulike typer forbrenningsutstyr. Utslipp til luft blir i de fleste tilfeller beregnet ut fra mengden av brenngass og diesel som er brukt på innretningene. Utslippsfaktorene bygger på målinger fra leverandører, standardfaktorer som er utarbeidet av bransjen selv eller feltspesifikke målinger og utregninger.

Å redusere utslipp til luft til et minimum har vært et sentralt mål for industrien og for myndighetene siden denne næringen startet i Norge for over 50 år siden. Det er både miljømessige og økonomiske grunner til at dette er viktig. I tillegg har det vært et bærende element i norsk petroleumsforvaltning helt siden "de 10 oljebud" ble etablert i 1971. Flere av disse gassene er definert som klimagasser, og arbeidet for å redusere disse mest mulig av hensyn til klimaet dominerer nå helt diskusjonen rundt utslipp til luft.

### 6.1.1. Klimastrategi for norsk sokkel

Olje- og gassindustrien i Norge lanserte i januar 2020 ambisiøse klimamål om å redusere utslippene til nær null i 2050 sammen med KonKraft-partnerne. Klimamålet for 2030 er å redusere utslippene av klimagasser med 40 prosent sammenlignet med 2005. KonKraft legger i den videre oppfølgingen mot måloppnåelse i 2030 til grunn Stortingets mål om 50 prosent absolutt utslippsreduksjon som ble vedtatt av Stortinget i forbindelse med vedtaket om å gjøre midlertidige endringer i petroleumsskatteloven. KonKrafts klimastrategi omfatter også ambisiøse målsetninger for oppbygging av nye verdikjeder for lav- og nullutslippsteknologier som havvind, hydrogen og CO<sub>2</sub>-fangst og -lagring på norsk sokkel. I tillegg skal norsk olje- og gassnæring sammen med rederier og riggeiere være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar aktivt til regjeringens mål om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 for innenlands sjøtransport og fiske. KonKraft utarbeider årlige statusrapporter som måler progresjon mot klimamålene. Årets statusrapport er klar i løpet av juni 2024.

Hovedkildene til utslipp til luft fra olje- og gassvirksomheten er:

- Forbrenning av naturgass i turbiner, motorer og kjeler
- Forbrenning av diesel i turbiner, motorer og kjeler
- Fakling
- Forbrenning av olje og gass i forbindelse med brønntesting og brønnvedlikehold

Andre kilder til utslipp til luft er:

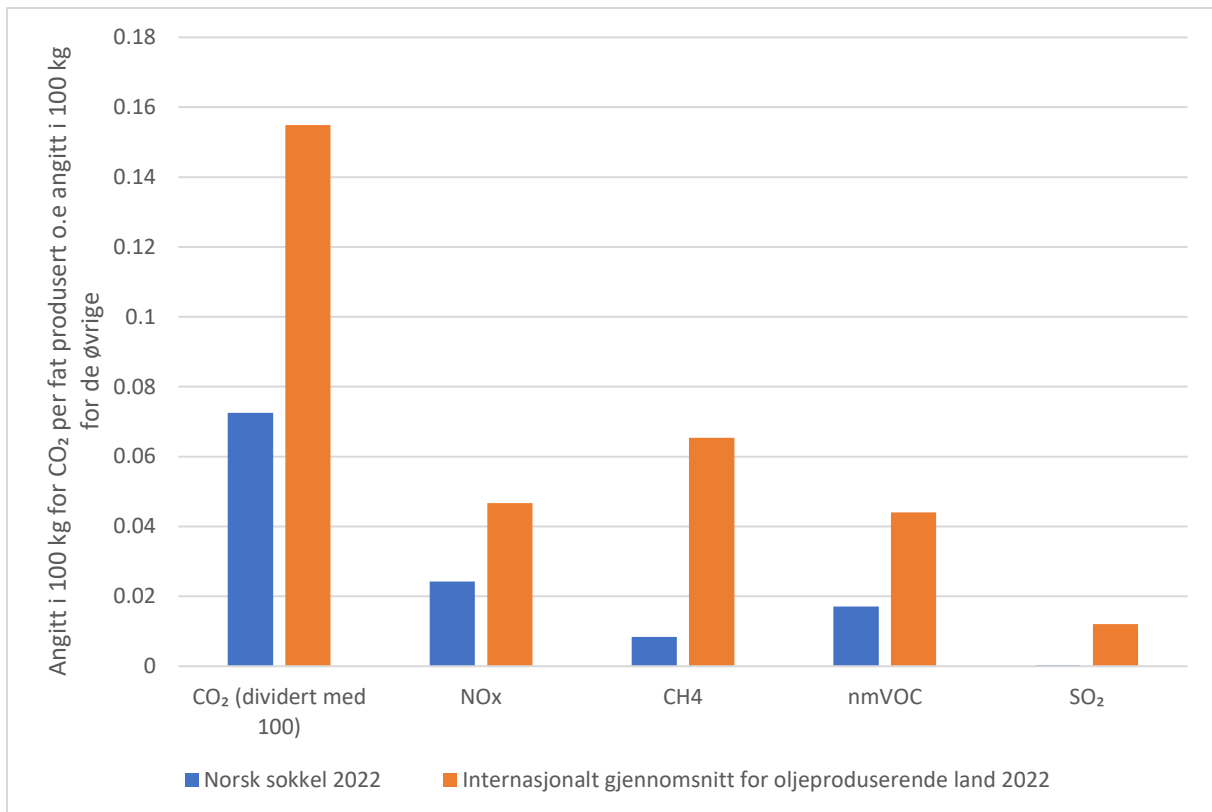
- Gassventilering, mindre lekkasjer og diffuse utslipp
- Avdampning fra lagring og lasting av råolje offshore

Kraftproduksjon med bruk av naturgass og diesel som brensel er hovedkilden til utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Disse utslippene er hovedsakelig avhengig av energiforbruket på innretningene og av hvor effektiv kraftproduksjonen er. Den nest største kilden er direkte avbrenning av gass, såkalt fakling. Fakling foregår kun i begrenset omfang i på norsk sokkel slik det er bestemt i petroleumsloven, men er tillatt av sikkerhetsmessige årsaker i drift og i forbindelse med visse operasjonelle problemer.

Halvparten av metanutslippene (CH<sub>4</sub>) på olje- og gassinstallasjonene offshore er direkte utslipp fra produksjonsprosessene, som f.eks. fra kompressorer og håndtering av produsert vann. For flyktige organiske forbindelser unntatt metan (nmVOC) er de viktigste kildene offshore lasting og lagring av råolje. Utslipp av nmVOC skjer f.eks. når gassholdig luft fortrenses av råolje ved lasting av tankbåtene.

Utslippene av SO<sub>x</sub> er hovedsakelig forårsaket av forbrenning av svovelholdige naturgass og diesel. Ettersom norsk naturgass inneholder lite svovel, er bruk av diesel den største kilden til utslipp av SO<sub>x</sub>. For å minimere utslippene av SO<sub>x</sub> brukes det diesel med lavt svovelinnhold.

Figur 20 viser utslipp til luft på norsk sokkel sammenlignet med internasjonalt gjennomsnitt per fat produsert oljeekvivalent. Alle tall er fra 2022 fordi internasjonale tall for 2023 ikke er tilgjengelige per juni 2023.



Figur 20: Utslipp til luft på norsk sokkel sammenlignet med internasjonalt gjennomsnitt

## 6.2 Utslipp av klimagasser

Global oppvarming er en av vår tids aller største utfordringer, og omfattende reduksjoner av menneskeskapte klimagassutslipp er helt nødvendig. Gjennom Parisavtalen har landene forpliktet seg til å redusere utslippene av klimagasser slik at økningen i den globale gjennomsnittstemperaturen begrenses til godt under 2°C sammenlignet med førindustrielt nivå, og tilstrebe å begrense temperaturøkningen til 1,5°C.

Norge har som en del av Parisavtalen forpliktet seg til å redusere klimagassutslippene med minst 55 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990. Dette skal nås i samarbeid med EU, og Norge har inngått avtaler med EU om hvordan dette skal løses for både kvotepliktig og ikke-kvotepliktig sektor. For kvotepliktig sektor, som petroleumsnæringen er en del av, er det viktigste virkemiddelet EUs kvotehandelssystem (EU ETS).

I Hurdalsplattformen skjerpet regjeringen Norges klimamål til at de norske klimagassutslippene skal kuttes med 55 prosent innen 2030, målt mot 1990. Denne forpliktelsen gjelder hele økonomien, inklusive kvotepliktig sektor. Juni 2021 la Solberg-regjeringen fram stortingsmeldingen "Energi til arbeid" om langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser. Stortinget har i forbindelse med behandlingen av de midlertidige endringene i petroleums-skattesystemet bedt om at petroleumsnæringen reduserer utslippene av klimagasser på norsk sokkel med minst 50 prosent innen 2030.

For å stimulere til ytterligere reduksjon av klimagassutslipp i petroleumssektoren, vedtok Stortinget våren 2021 en Klimaplan som blant annet foreslo en økning i CO<sub>2</sub>-avgiften på kvotepliktige utslipp fra olje- og gassutvinningen i takt med økningen i avgiften på ikke-kvotepliktige utslipp, slik at den samlede karbonprisen (CO<sub>2</sub>-avgift + kvotepris) i 2030 er om lag 2000 kroner per tonn CO<sub>2</sub> (målt i faste

2020-kroner). Klimaplanen slår videre fast at den totale karbonprisen ikke skal overstige 2000 kroner i perioden 2021–2030, med mindre kvoteprisen alene blir høyere.

EU har gjennom The European Green Deal forpliktet seg til minimum 55 prosent utslippskutt innen 2030 samt å være klimanøytral innen 2050. Gjennom EUs Green Deal og "Fit-for-55"-pakke skal lover og reguleringer endres slik at klimamålene kan nås. I tillegg lanserte EU i mars 2022 gjennom REPowerEU en rekke tiltak for å gjøre seg uavhengig av russisk gass som en følge av krigen i Ukraina. Tiltakene skal redusere importen av gass fra Russland uten at det går ut over klimamålene.

## KLIMAGASSUTSLIPP FRA NORSK SOKKEL

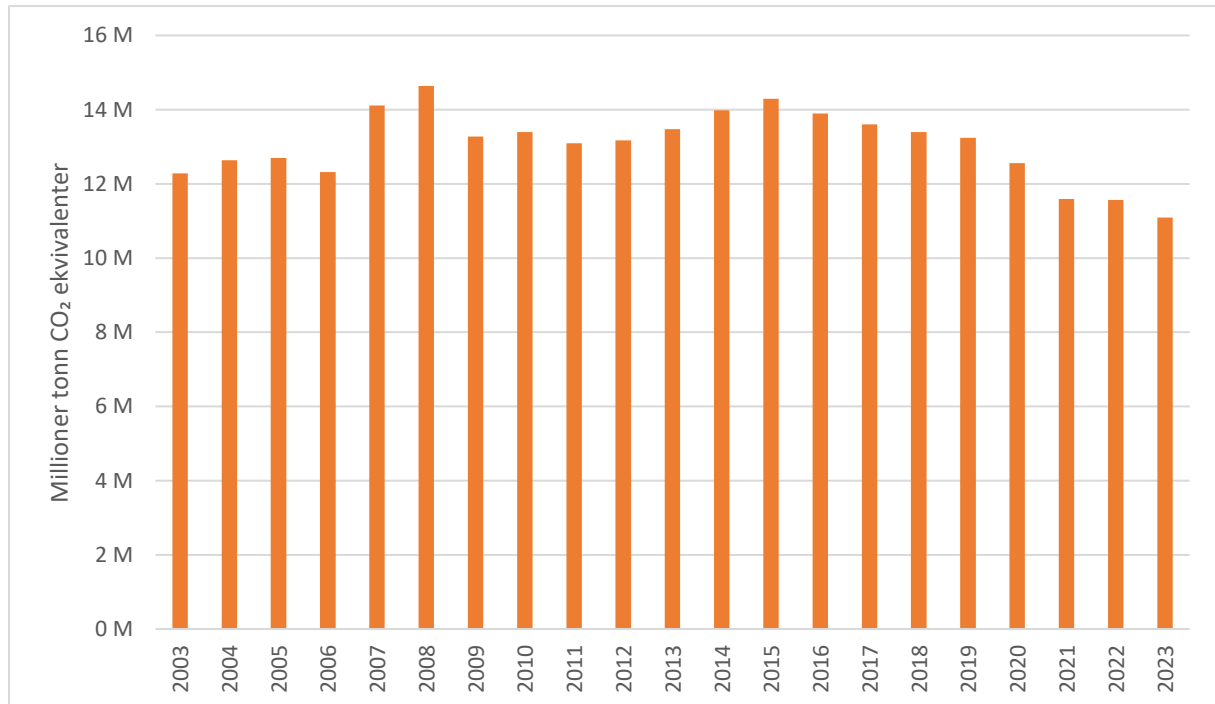
En rekke kilder rapporterer utslippstall til luft fra norsk olje- og gassproduksjon. Imidlertid kan både de rapporterte tallene og utviklingstrenden fra år til år vise betydelige forskjeller mellom de ulike kildene. Det er flere årsaker til dette, men den klart viktigste er ulik definisjon av hvilke aktiviteter som inngår i norsk olje- og gassnæring.

- Miljørapporten fra Offshore Norge publiseres årlig i begynnelsen av juni og inneholder totale utslippstall fra næringen. Avgrensningen av hvilke utslipp som inngår, følger Petroleumsloven definisjoner. Dette er alle lete- og produksjonsaktiviteter på sokkelen inkludert utslipp knyttet til rørtransport av olje og gass selv om disse siste kan skje fra landanlegg som Kårstø og Kollsnes. Alle aktiviteter på Melkøya er også inkludert. Data hentes fra databasen Collabor8 Footprint som er utviklet for å forenkle rapportering av utslippstall og oversendelse av årlige utslippsrapporter fra operatørene til myndighetene.
- Statistisk Sentralbyrå (SSB) publiserer foreløpige totaltall for hele næringen i mai, og deretter utslipp fordelt på ulike kilder innen olje- og gassutvinning i desember. Tallene rapporteres til FN under klimakonvensjonen og langtransportkonvensjonen. Utslippstallene avviker fra tall rapportert via Footprint til Miljødirektoratet ved å inkludere mer av de landbaserte aktivitetene. Blant annet omfattes gassanlegget på Kårstø. Utslippstallene fra SSB vil derfor normalt være større enn tilsvarende tall basert på Footprint, mens tall fra de fleste utslippskildene som regel vil være sammenlignbare. Utslippstallene fra SSB ligger også til grunn for nettsiden Miljøstatus.no.
- Miljødirektoratet har en egen database (norskeutslipp.no) som er åpen for alle og inneholder utslippstall fra alle norske kilder inkludert olje- og gassproduksjonen. Generelt er dette samme utslippstall som man finner i Footprint. Imidlertid inkluderer hovedkategorien "Petroleumsvirksomhet til havs" ikke landanleggene og ikke leteaktiviteter. Totaltallene for næringen vil derfor være lavere enn de tilsvarende rapportert i Miljørapporten og SSB.

I tillegg er det også utslippstall fra den kvotepliktige delen av aktivitetene på norsk sokkel og fra den avgiftspliktige delen av norsk olje- og gassproduksjon. Begge disse har forskjellig avgrensning innbyrdes og i forhold til de tre kildene beskrevet over, og både totaltallene og tall fra ulike kilder vil derfor avvike.

## Klimagassutslipp fra petroleumsvirksomheten

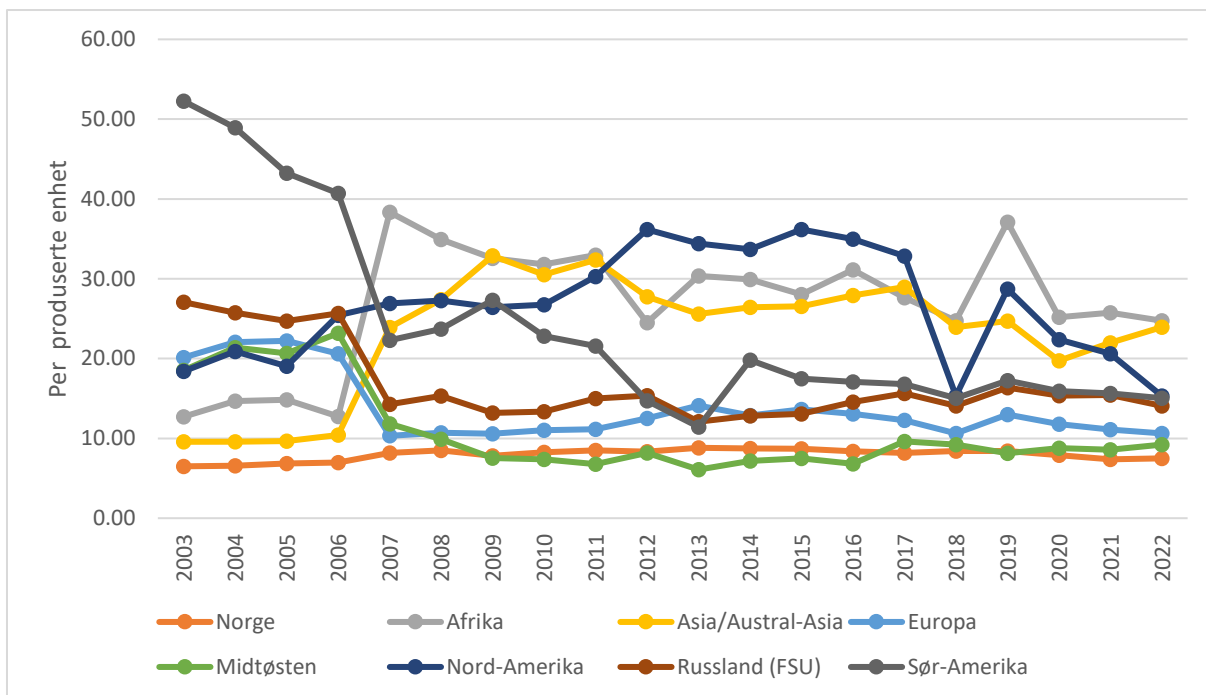
Figur 21 viser at totalt utslipp av klimagasser fra norsk sokkel og landanlegg under petroleumsskatteloven i 2023 var 11,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, en nedgang på litt over 4% fra 2022. Nedgangen fra 2022 til 2023 er blant annet knyttet til elektrifisering av Edvard Grieg og elektrifisering av Snorre og Gullfaks med vindkraft fra Hywind Tampen. Videre ble Knarr stengt ned i 2022. Samtidig økte utslippene fra Hammerfest LNG som igjen var i full drift hele 2023 og Njord som gjenopptok produksjon i 2023. Metanutslippene fortsatte også å gå ned fra 2022 til 2023.



Figur 21: Utslipp av CO<sub>2</sub> ekvivalenter på norsk sokkel

Utslipp av klimagasser per produserte enhet er lavt for norsk olje- og gassproduksjon sammenlignet med produksjon i andre geografiske områder, som vist i dataene i Figur 22 fra den internasjonale organisasjonen for olje og gassprodusenter, IOGP. De internasjonale tall for 2023 er ikke tilgjengelige per mai 2024. Denne rapporten presenterer tallene på regionalt og ikke nasjonalt nivå. Andre studier fra blant annet Rystad Energy bekrefter dette bildet.

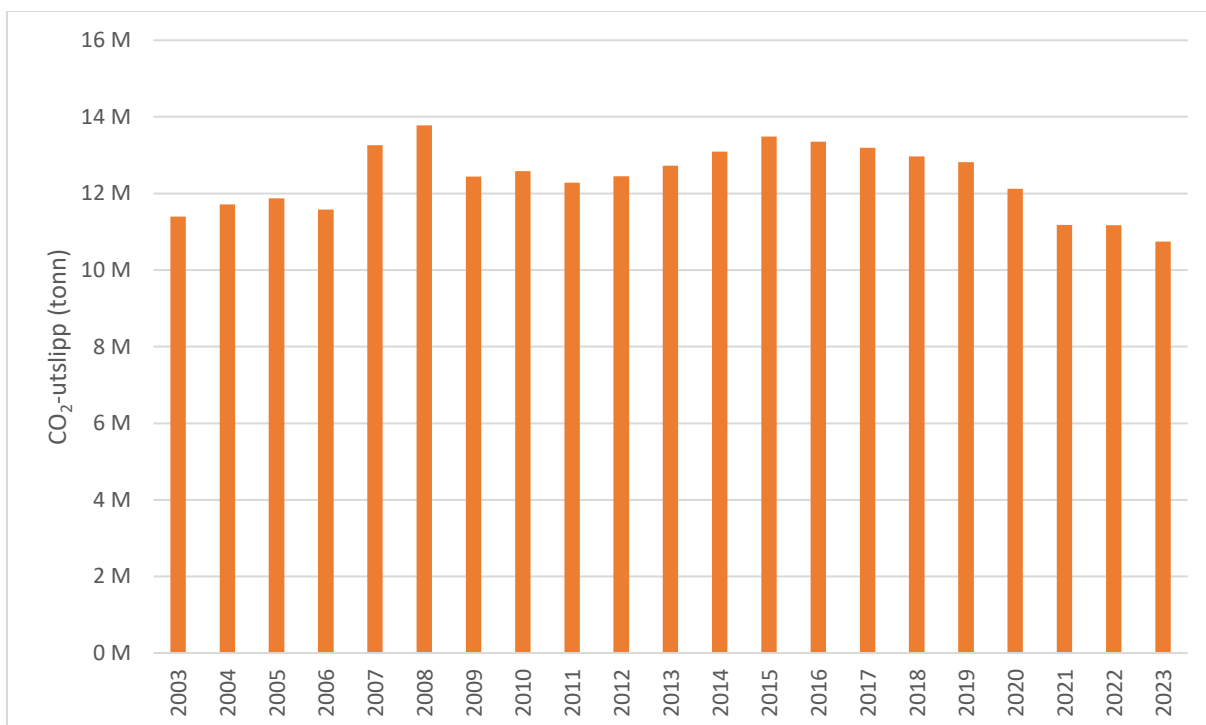


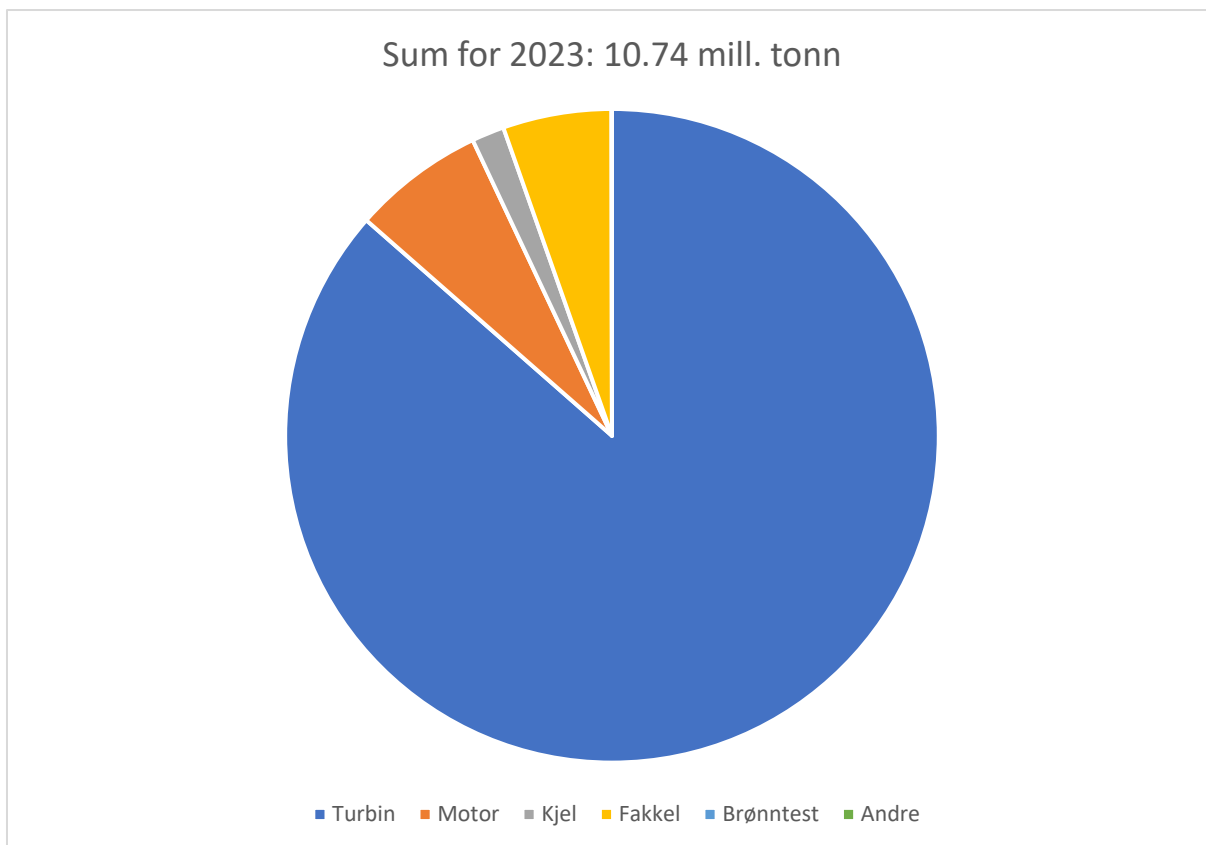


Figur 22: Klimagassutslipp per produsert enhet i ulike petroleumsprovinser 2003-2022 (Kilde: IOGP)

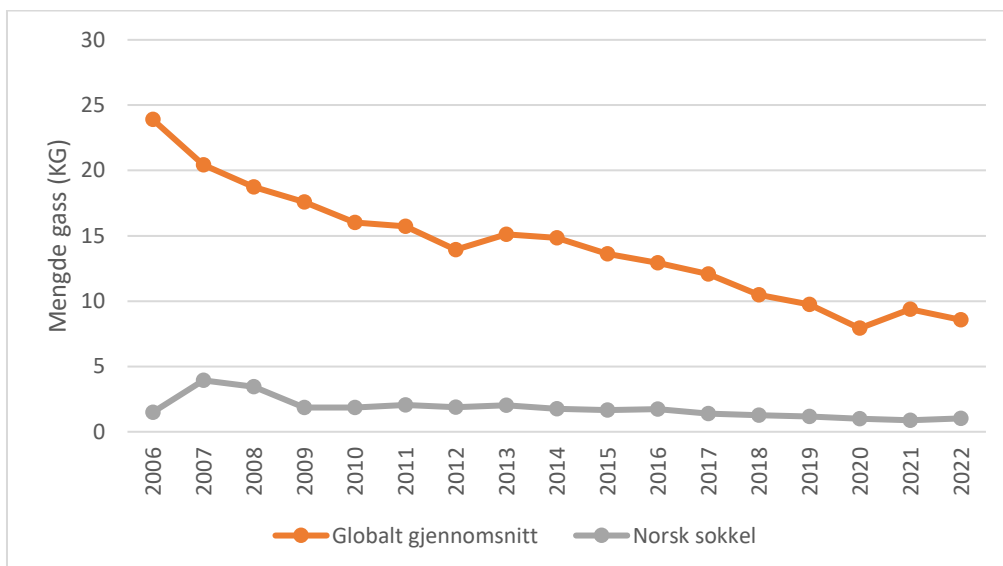
### Utslipp av CO<sub>2</sub>

I 2023 var direkte CO<sub>2</sub>-utslipp fra virksomheten på norsk sokkel samt landanleggene under petroleumsskatteloven 10,7 millioner tonn, ned fra 11,1 millioner tonn i 2022 (se Figur 23).





Figur 23: Historisk utvikling av direkte CO<sub>2</sub>-utslipp (millioner tonn og fordeling på kilde)



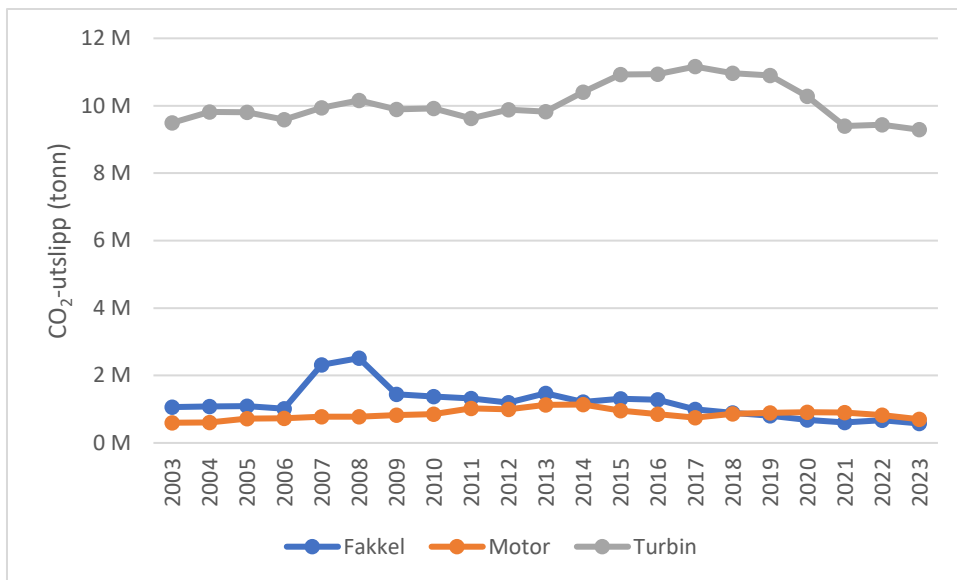
Figur 24: Mengde gass gått til faking per produsert tonn o.e. på norsk sokkel, sammenlignet med internasjonalt gjennomsnitt

Figur 24 viser historisk utvikling for mengde faklet gass per produsert enhet oljeekvivalent i Norge og internasjonalt gjennomsnitt (IOGP) i perioden 2006-2021. Internasjonale tall for 2023 ikke er tilgjengelige per mai 2024. Utslipp fra faking er en vesentlig årsak til at norsk produksjon har langt mindre CO<sub>2</sub>-utslipp enn øvrige land. I 2021 var mengde fakkellgass 10 ganger høyere globalt sammenlignet med Norge. Figur 24 viser at nedgangen i faklet mengde i Norge i perioden 2006-2022

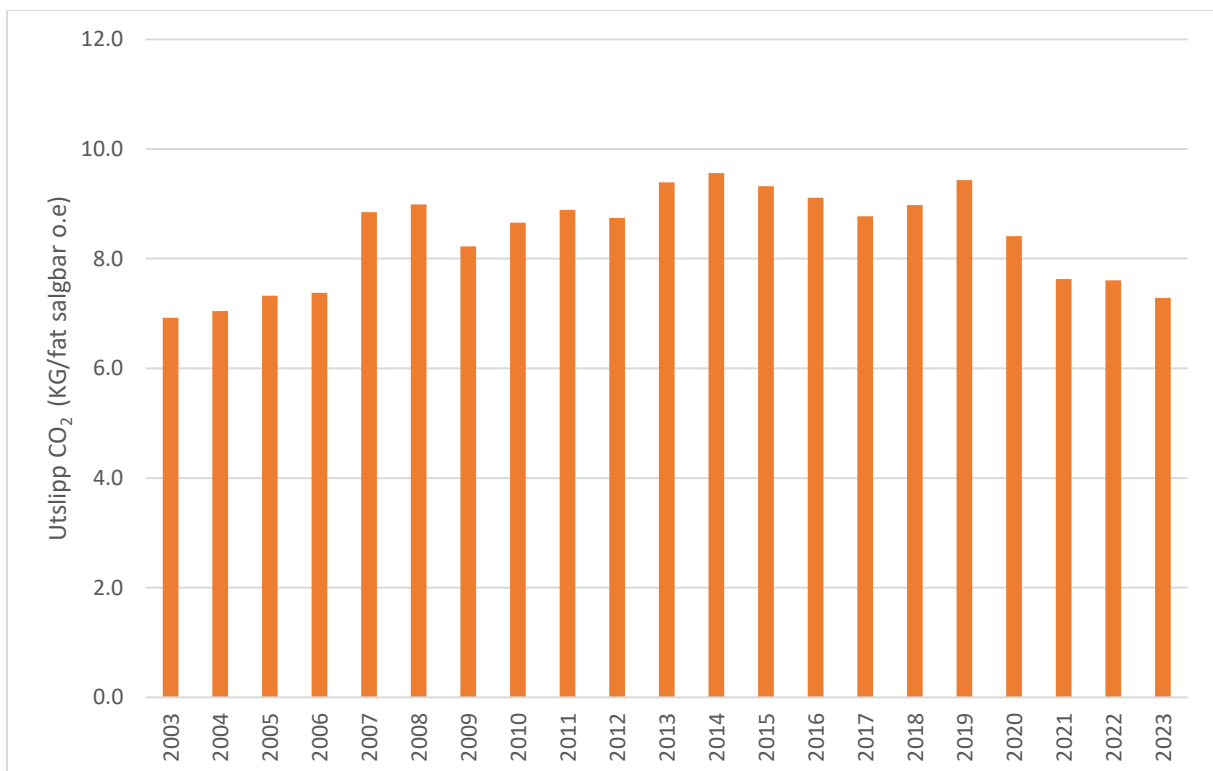
var 58 prosent. I samme periode ble den rapporterte mengden faklet gass globalt redusert med 60 prosent.

Figur 25 viser historisk utvikling av direkte CO<sub>2</sub> utslipp fra de tre største kildene, hvor fakling har vært vært den minste kilden av de tre siden 2019.

Samlet norske utslipp av klimagasser i 2023 var ifølge SSB 46,6 millioner tonn CO<sub>2</sub>e, hvorav petroleumsindustriens andel utgjorde ca. en fjerdedel.



Figur 25: Historisk utvikling av direkte CO<sub>2</sub>-utslipp (tonn) fra de tre største kildene



Figur 26: CO<sub>2</sub> utslippintensitet for perioden 2003-2023

Norsk olje- og gassproduksjon har i mange år vært verdensledende i lave klimagassutslipp. Gjennomsnittlig utslipp av klimagasser per produsert enhet er under halvparten av det globale gjennomsnittet. Sektoren er underlagt en rekke virkemidler som CO<sub>2</sub>-avgift, EU ETS, NO<sub>x</sub> avgift/fond, faklingsbegrensninger i produksjonstillatelsene, utslippstillatelser med krav om energiledelse, og krav om bruk av best tilgjengelig teknologi. I tillegg er det krav om vurdering av kraft fra land i forbindelse med nye utbygginger. Sammen med en robust ressurs- og utvinningspolitikk har disse regulatoriske virkemidlene utløst og vil fortsette å utløse tiltak som representerer utslippsreduksjoner på norsk sokkel.

Forlenget og økt utvinning på eksisterende felt vil normalt øke energibruken per produsert enhet. Det er derfor en betydelig prestasjon at norsk sokkel har klart å opprettholde lave utslipp per produsert enhet samtidig som alderen feltene har økt.

Resultatet er en norsk offshorenæring i internasjonal toppklasse med hensyn til lave CO<sub>2</sub>-utslipp per produsert enhet, som vist i Figur 22. Samtidig ser vi at enkelte andre land etter hvert kan vise til klare utslippsforbedringer ved at de iverksetter driftsmønstre lik de vi har på norsk sokkel, for eksempel ved redusert fakling. Dette er svært positivt. Redusert fakling er et tiltak som både reduserer CO<sub>2</sub>-utslippene og øker energitilgangen for markedet siden gassen blir utnyttet fremfor å bli brent i fakkell.

Figur 26 viser historisk utvikling for utslipp av CO<sub>2</sub> per levert volum hydrokarboner. I 2022 var spesifikt utslipp av CO<sub>2</sub> på 7,3 kg/fat oljeequivalenter produsert (salgbar). Dette er ned fra 7,6 i 2021.

### Kortlevde klimadrivere

Kortlevde klimadrivere består av partikler og gasser med kort levetid i atmosfæren og kjennetegnes ved at de har negativ effekt på klima og helse. Dersom man klarer å redusere disse utslippene vil man oppnå både klima- og helsegevinster. I petroleumsindustrien offshore er utslipp av metan (CH<sub>4</sub>) og nmVOC fra kaldventilering og diffuse utslipp de viktigste utslippskildene.

### Utslipp av metan

De viktigste kildene til utslipp av metan fra olje- og gassvirksomheten offshore er 1) planlagte eller uplanlagte utslipp til direkte luft, 2) uforbrent forbrenning i fakkell og turbiner og 3) utslipp ved lagring og lasting av råolje. Årlige utslipp av metan rapporteres i henhold til metoder og utslippsfaktorer fastsatt av Miljødirektoratets og industriens i fellesskap. Petroleumsnæringen arbeider kontinuerlig med forbedring av metodikk og utslippsfaktorer for metan og nmVOC. Bruk av utstyr for direkte måling av metanutslipp er viktig i arbeidet med å forbedre kvaliteten på rapporterte data. For å avdekke lekkasjer fra prosessutstyr gjennomføres i egne lekkasjedeteksjonsprogram (Leak Detection and Repair, LDAR) hvor det bl.a. benyttes håndholdte infrarøde kameraer. Bruk av kameraer (Optical Gas Imaging) muliggjør rask igangsetting av tiltak for reduksjon/eliminering av utslippene forbundet med mindre lekkasjer.

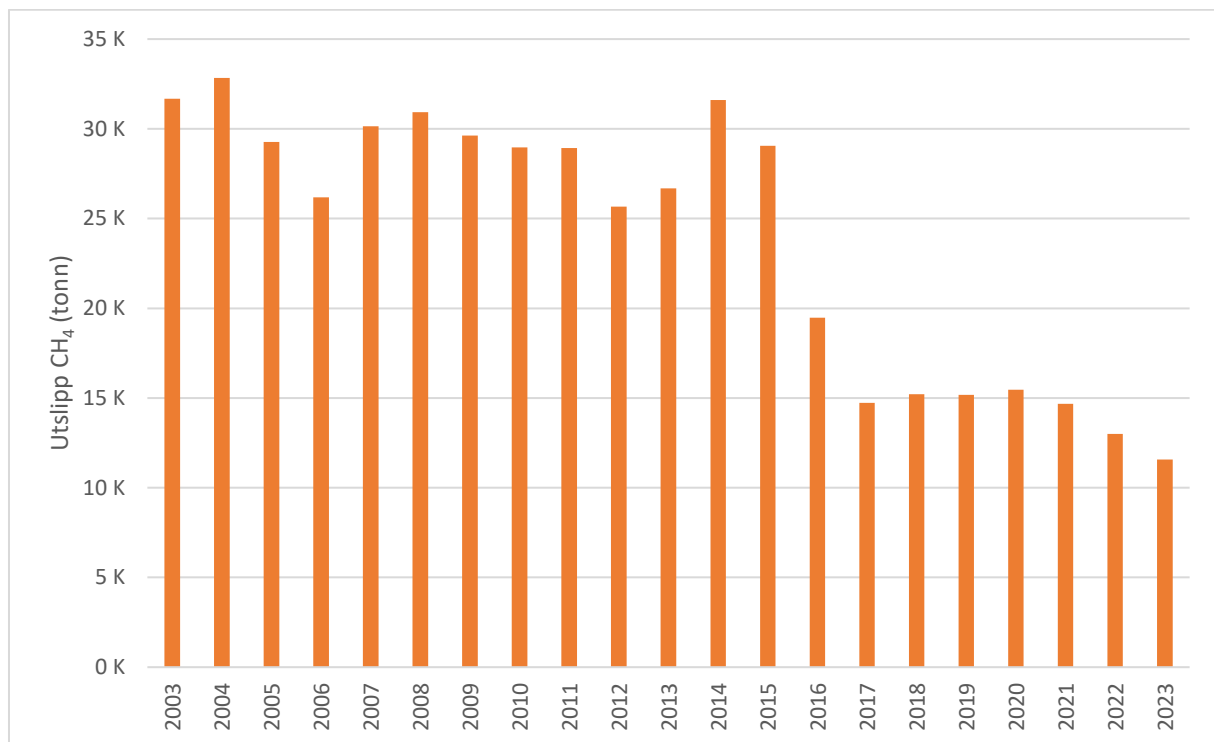
Figur 27 viser utslipp av metan (CH<sub>4</sub>) fra virksomheten på norsk sokkel i 2023 fordelt på kilde. Samlet metanutslipp i 2023 var 11 579 tonn, sammenlignet med 12 997 tonn i 2022. Dette er en nedgang på tross av økt gassproduksjon. Sammenlignet med 2014 er det en nedgang på over 60 prosent. Den betydelige nedgangen fra 2014/2015 til 2016 skyldes hovedsakelig en langt mer detaljert oppfølging av de enkelte utslippskilder og revisjonen av utslippsfaktorene.

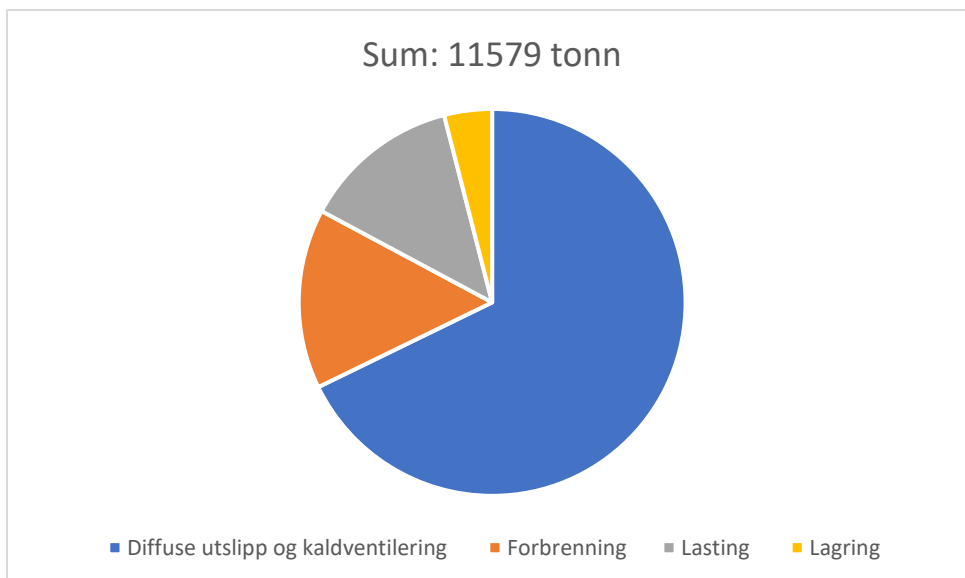
## Metanutslipp forbundet med gasseksport til Europa

Naturgassen som produseres på norsk sokkel eksporteres i hovedsak til Europa der den benyttes i husholdninger, industri og gasskraftverk. Naturgass består hovedsakelig av metan som er en svært potent klimagass.

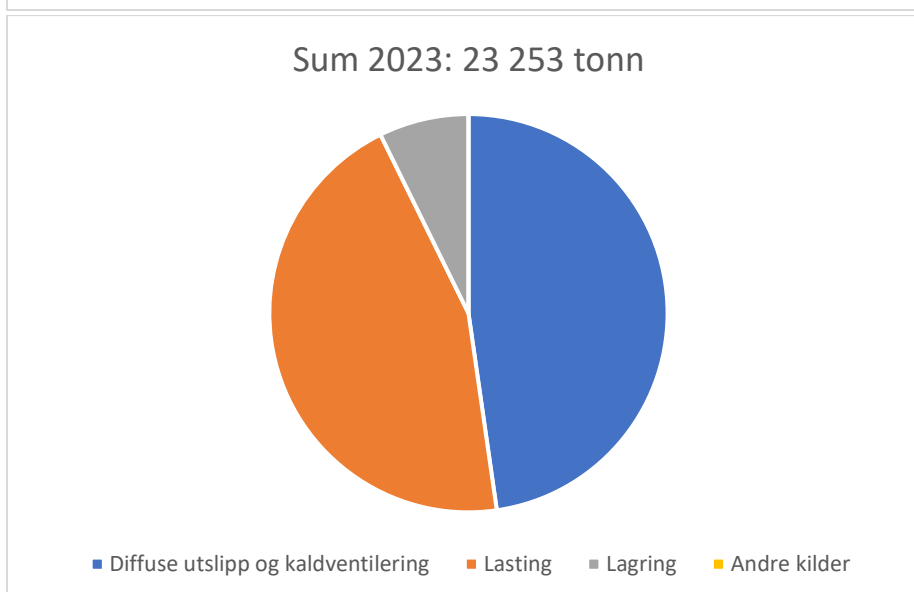
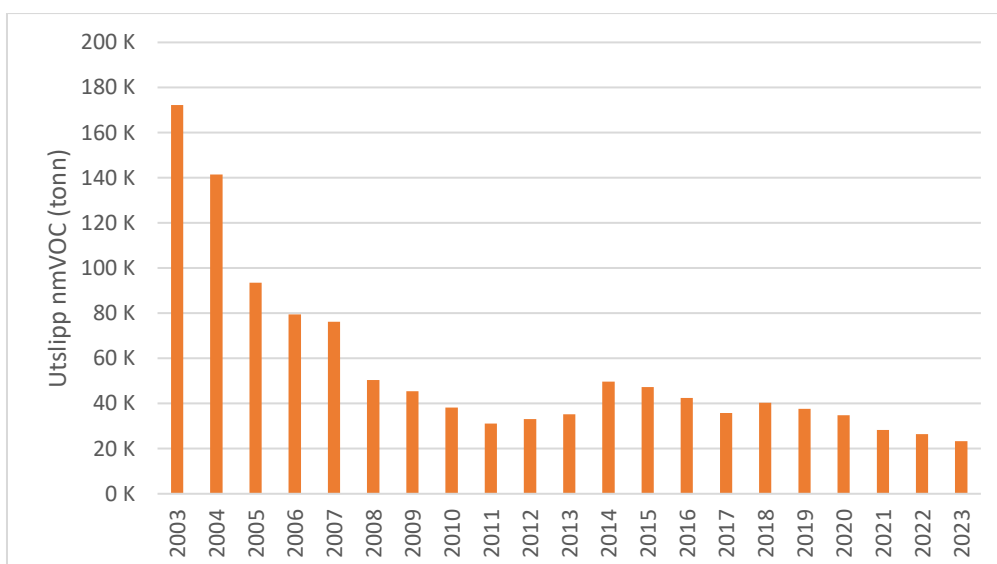
Siden CO<sub>2</sub>-utslippene fra gasskraftverk utgjør omtrent halvparten av utslipp fra kullkraftverk per produsert strømenhet vil en overgang fra kullbasert til gassbasert elektrisitetsproduksjon være et godt klimatiltak. Dette forutsetter at metanutslipp fra produksjon og gassrørssystemet og ut til forbruker ikke er så høyt at det utligner denne fordelene. Metanintensiteten på norsk sokkel var i 2022 0,02 prosent (utslipp pr enhet gass solgt), som er ca. 1/10 av globalt snitt for oppstrøms olje- og gassproduksjon. Dette viser at norsk naturgass har en klar klimafordel sammenlignet med bruk av kull.

Årsakene til den lave metanintensiteten for norsk naturgass er bl.a. undersjøiske gassrør, forbud mot rutinefakling, høyt avgiftsnivå, i tillegg til høyt fokus på å minimere gasslekkasjer av klima- og sikkerhetshensyn.





Figur 27: Historisk utvikling for samlet utslipp av CH<sub>4</sub> (tonn) og fordeling på kilde



Figur 28: Historisk utvikling for samlet utslipp av nmVOC (tonn) og fordeling på kilde

### 6.3 Utslipp av nmVOC

I 2023 var totalutslippene av nmVOC fra norsk sokkel 23 253 tonn. Dette er en nedgang sammenlignet med 2022 da utslippene var 26 423 tonn, som vist i Figur 28.

Siden 2001 er samlede utslipp av nmVOC blitt redusert med nesten 90 prosent. En betydelig utslippsreduksjon er oppnådd som følge av investeringer i nye anlegg for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagerskip og skytteltankere. De siste årene har også samarbeidsprosjektet på metan og nmVOC med Miljødirektoratet bidratt til reduserte utslipp.

### 6.4 Utslipp av NOx

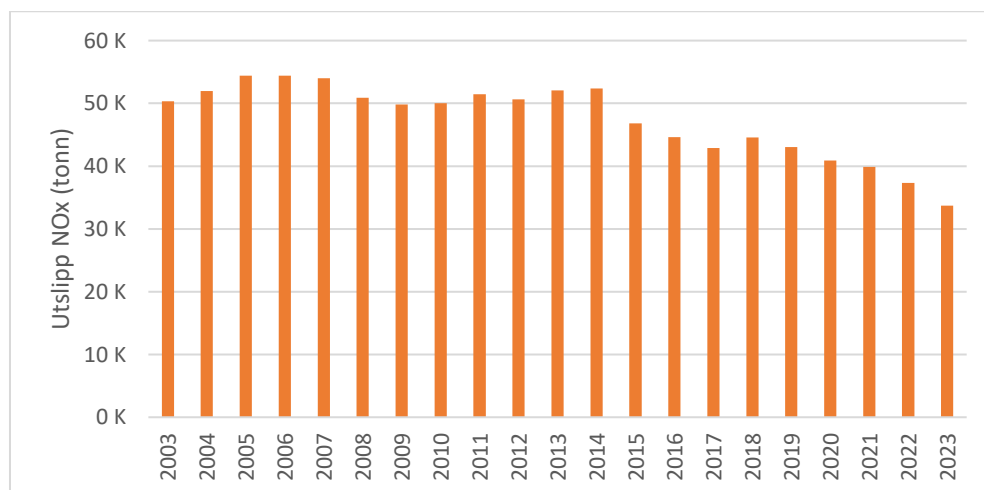
Den viktigste kilden til utslipp av NOx på norsk sokkel er fra forbrenning av naturgass og diesel for energiproduksjon på installasjonene. I tillegg er dieseldrevne motorer på flyttbare rigger en viktig kilde. De flyttbare riggene benyttes både til leteboring og produksjonsboring.

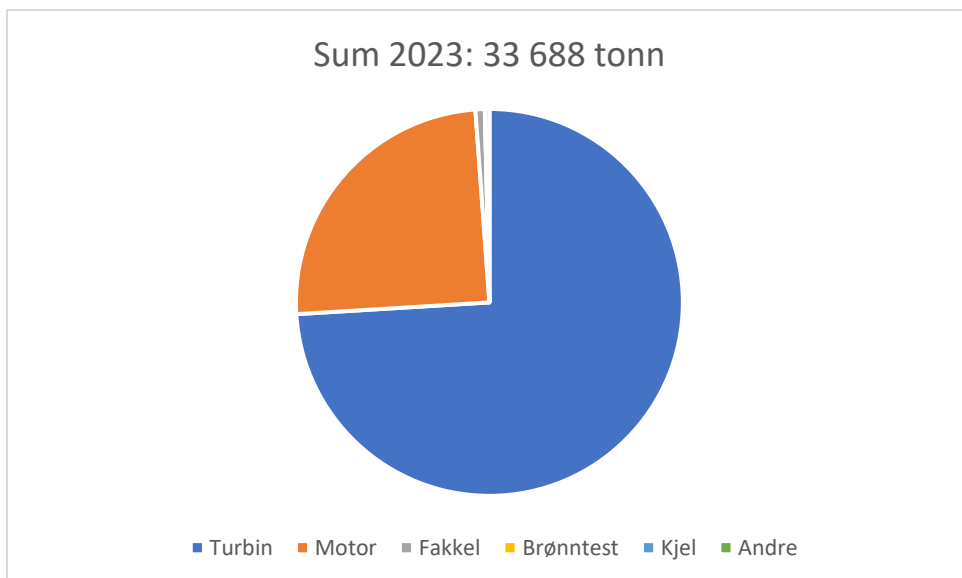
Miljøavtalen om NOx regulerer næringsorganisasjonenes forpliktelser overfor myndighetene til å redusere sine samlede NOx-utslipp. Norge oppfylte sine NOx-forpliktelser i Gøteborgprotokollen i god tid før 2020, og innsatsen for å redusere NOx-utslipp gjennom NOx-fondet har vært avgjørende for å oppfylle denne forpliktelsen. NOx-fondets betydning for utslippskutt er beskrevet under.

NOx-utslippene har blitt vesentlig redusert gjennom utløste tiltak fra NOx fondet. NOx-avtalen for perioden 2018 - 2025 ble godkjent av ESA i 2018, og er nå forlenget til 2027.

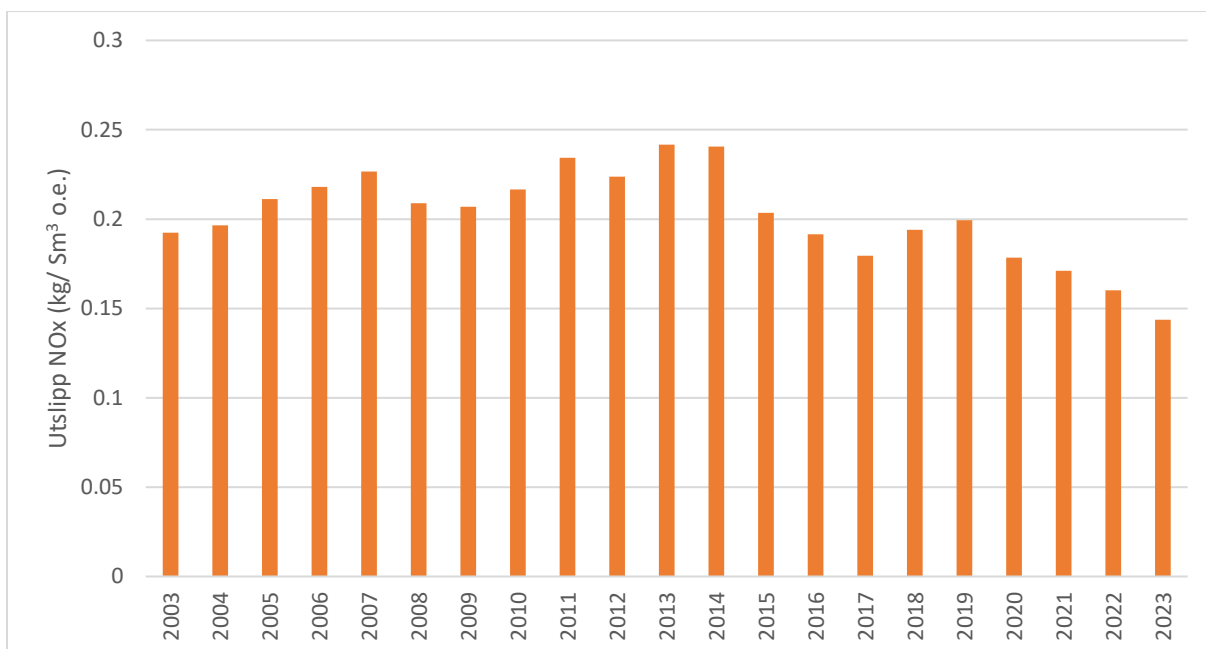
I 2023 var totalt utslipp av NOx fra petroleumsvirksomheten 33 691 tonn. Dette er en nedgang fra 2022, da utslippet var 37 430 tonn. Nedgangen skyldes generell nedgang i forbrenning.

Figur 29 viser utslipp av NOx fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling på kilder i 2022, mens Figur 30 viser spesifikt utslipp av NOx.





Figur 29: Historisk utvikling for samlet utslipp av NOx (tonn) og fordeling på kilde



Figur 30: Spesifikt utslipp av NOx

### 6.5 NOx-fondet og betydning for utslippskutt

NOx-avtalen er en miljøavtale mellom næringslivet og norske myndigheter som innebærer at næringslivet forplikter seg til å holde samlede utslipp av NOx under fastsatte to-årige utslippstak. Avtalen ble opprettet i 2008, og er senere videreført flere ganger.

Næringslivet opprettet et NOx-fond i 2008 der tilsluttede virksomheter får fritak fra den fiskale NOx-avgiften. Virksomhetene betaler i stedet inn til fondet etter en betalingsmodell basert på rapporterte utslippstall der satsene er noe lavere enn den fiskale avgiften ville vært. NOx-fondet benytter de innbetalte midlene til støtte for virksomheter som gjennomfører tiltak for å redusere sine NOx-utslipp. Støtten fra NOx-fondet blir utbetalt når tiltaket er gjennomført og dokumentert. Det kan også søkes støttes til visse typer industri som er unntatt den fiskale avgiften.

Følgende næringer er inkludert:



- Olje og gass
- Skipsfart
- Industri og bergverk
- Fiske og fangst
- Luftfart
- Jernbane

I de to første periodene for avtalen (2008-2010 og 2011-2017) var målet årlige eller to-årige utslippsreduksjoner. Totalt sett for hele perioden ble det gjennomført utslippskutt på 34 000 tonn.

I inneværende avtaleperiode (2018 – 2025, med forlengelse ut 2027) er avtalen utformet slik at man skal overholde et gitt 2-års utslippstak:

- Sum for 2018 og 2019: 202 510 tonn
- Sum for 2020 og 2021: 192 510 tonn
- Sum for 2022 og 2023: 182 510 tonn
- Sum for 2024 og 2025: 172 510 tonn
- Sum for 2026 og 2027: 161 000 tonn

Dersom målet ikke nås, vil det kunne medføre sanksjoner og hele eller deler av fiskal NOx-avgift må tilbakebetales.

For 2022 og 2023 sammenlagt var de innrapporterte utslippene 166 495 tonn, altså godt innenfor taket på 182 510 tonn. Utslippene går ned i alle næringskategoriene.

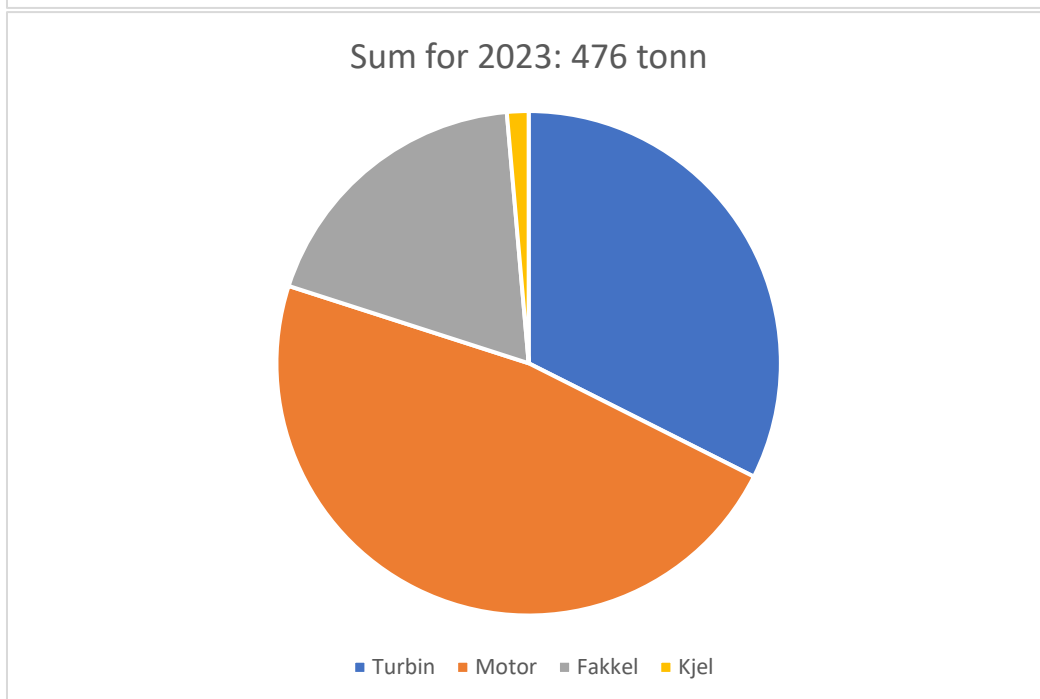
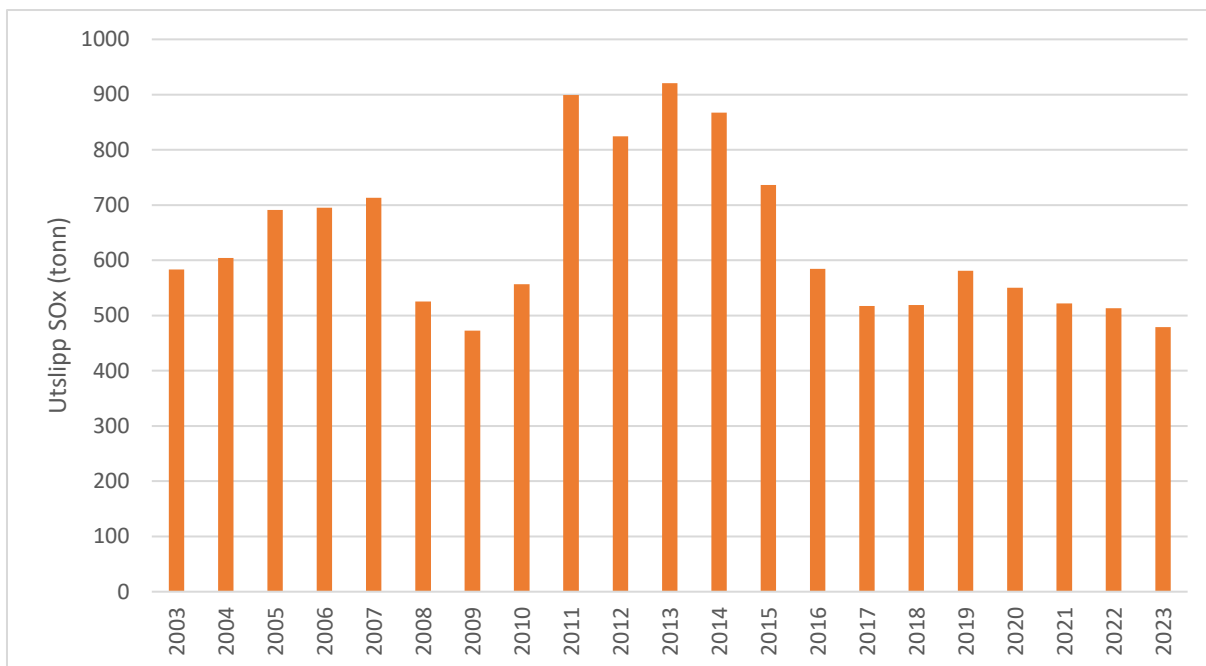
Fra 2018 – 2023 ble det gjennomført og verifisert totalt 404 prosjekter med en total NOx-reduksjon på 13 304 tonn. Mange av disse prosjektene bidrar også med reduserte utslipp av CO<sub>2</sub>. DNV har på vegne av fondet beregnet at gjennomførte prosjekt i 2018 – 2023 har bidratt til en reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp på omtrent 720 000 tonn per år. Hvis man inkluderer alle prosjekter som har fått tilsagn om støtte og alle disse gjennomføres, er den estimerte forventingen for reduksjon rundt 3,3 millioner tonn CO<sub>2</sub> for avtaleperioden 2018 – 2023. De viktigste enkelttiltakene som vil bidra med store CO<sub>2</sub>-reduksjoner er elektrifiseringsprosjekter innenfor olje og gass.

Eksempler på tiltak i petroleumsvirksomhet som har fått støtte av NOx-fondet:

- Hywind Tampen  
Delvis elektrifisering av Gullfaks og Snorre med 11 flytende havvindturbiner. Startet produksjon i november 2022, og kutter omtrent 200 000 tonn CO<sub>2</sub> og 1 100 tonn NOx årlig
- Elektrifisering av plattformen med kraft fra land: Troll B og C, Sleipner Vest, Draugen, Oseberg, Njord
- Borerigger som installerer katalytisk rensing av NOx, batteriteknologi og andre tiltak for energieffektivisering

## 6.6 Utslipp av SOx

Figur 31 viser utslipp av SOx fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling av utslippene i 2023 basert på kilde. I 2023 var samlet SOx-utslipp 479 tonn, en reduksjon fra 516 tonn i 2022.



Figur 31: Historiske utslipp av SOx fra sokkelen, med fordeling på kilde

## 7. Avfall

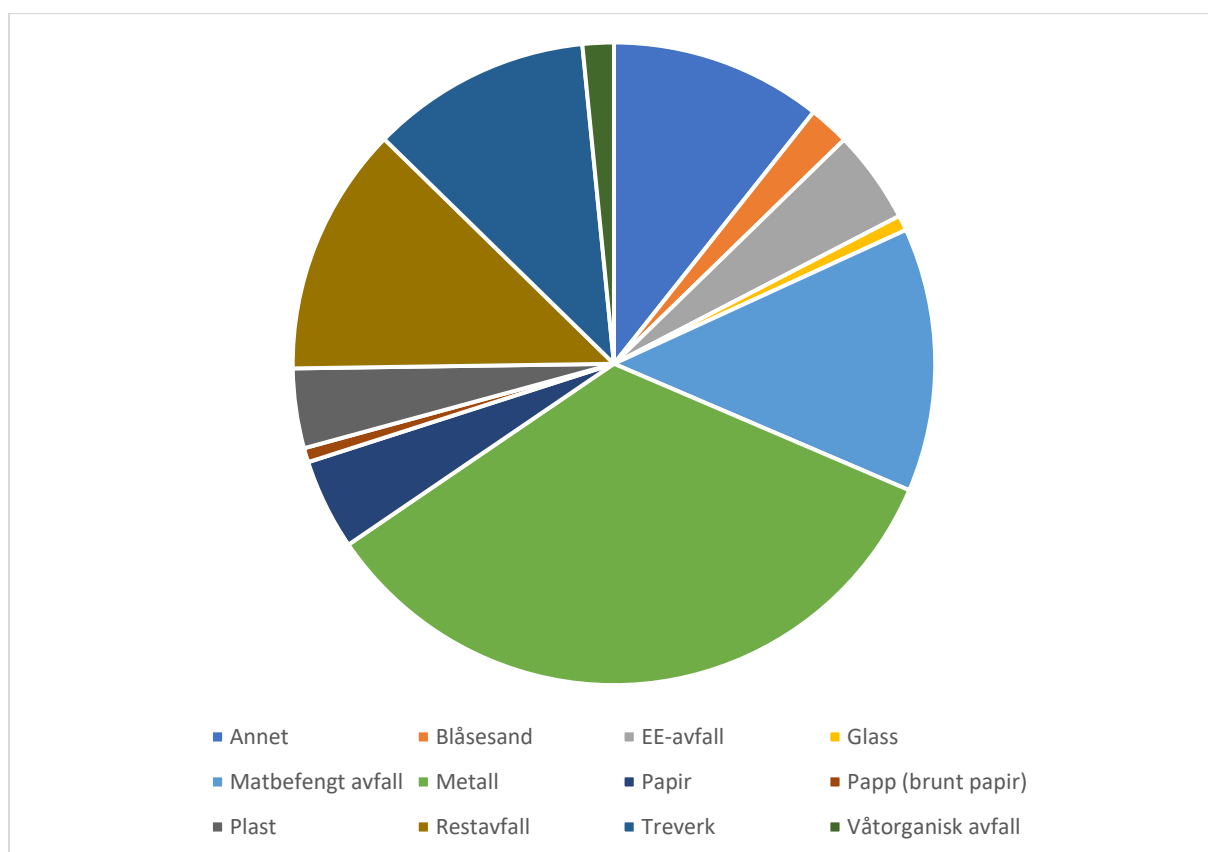
Petroleumsindustrien er blant de største avfallsprodusentene i Norge. De primære avfallsfraksjonene offshore inkluderer boreavfall som borekaks og brukt borevæske, i tillegg til ulike flytende fraksjoner som vaskevann og drenasjevann. Industrien legger stor vekt på forsvarlig håndtering av avfallet. Operatørens hovedmål er å generere minst mulig avfall samt å etablere systemer slik at mest mulig avfall gjenvinnes.

Offshore Norge har utarbeidet [retningslinje 093](#) for avfallsstyring i offshorevirksomheten. Denne retningslinjen er planlagt revidert i 2024. Retningslinjene benyttes ved deklarerer og videre håndtering av avfallet. Alt avfall blir sendt til land i henhold til industriens retningslinjer.

Generelt blir avfall inndelt i farlig og ikke-farlig avfall i henhold til gjeldende regelverk, og skal deklarerer etter nasjonale forskrifter og internasjonale retningslinjer.

### 7.1 Ikke farlig avfall

Det ble i 2023 produsert 19 092 tonn ikke farlig avfall, en nedgang fra 2022 da volumet var 20 090 tonn. Figur 32 viser fordelingen av ikke-farlig avfall i ulike kategorier. Metaller er den største avfallsfraksjonen innen kildesortert avfall. Metaller fra næringen har høy grad av gjenvinning og blir sendt til land for omsmelting eller direkte gjenbruk.



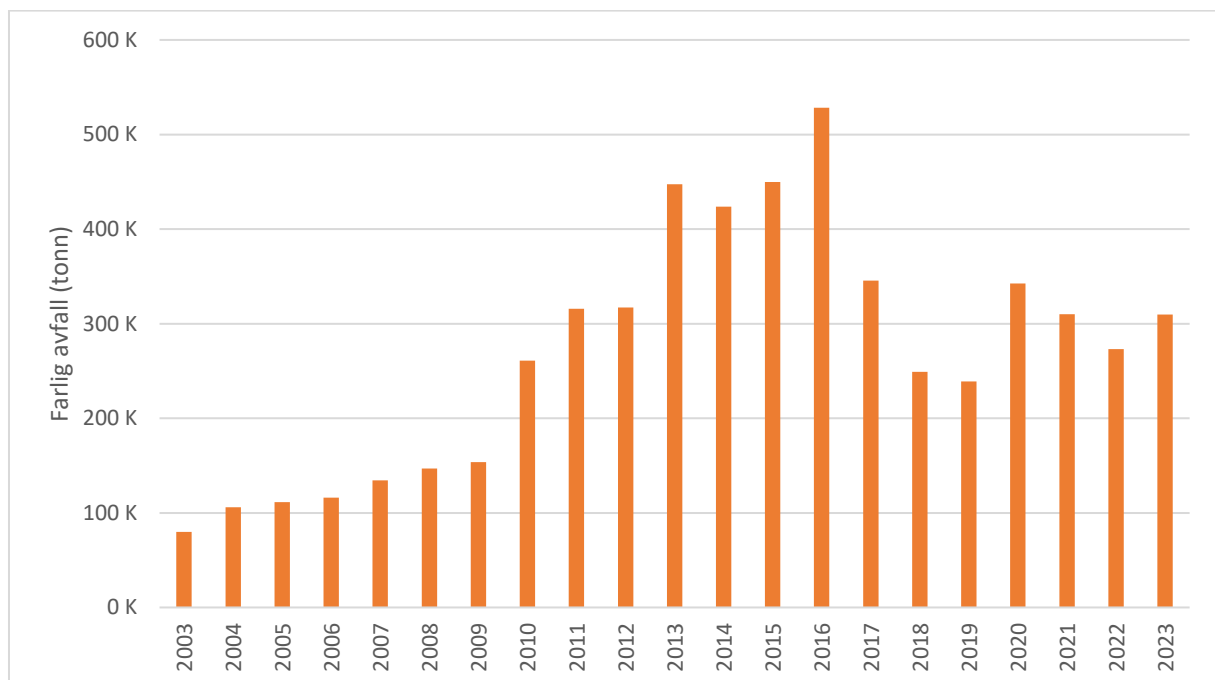
Figur 32: Fordeling av ikke-farlig avfall i ulike kategorier fra offshorevirksomheten (tonn)

## 7.2 Farlig avfall

Figur 33 viser at det ble i 2023 levert i underkant av 310 000 tonn farlig avfall til behandling på land, mot 273 000 tonn i 2022. Omtrent 270 000 tonn av dette er borerelatert avfall som blir behandlet på land. Tankvask og oljeholdig avfall utgjør hver 11 000 tonn, totalt 22 000 tonn.

Den markerte økningen i mengde oljeholdig avfall fra 2009 og noen år fremover skyldes at mye av dette tidligere var blitt reinjisert. I perioden fram til 2009 ble det oppdaget problemer med lekkasjer fra injeksjonsbrønner på flere felt og injeksjonen ble stoppet i 2009-2010. Det oljeholdige avfallet ble i stedet sendt til land for behandling. Kakshåndteringen på disse installasjonene var innrettet for å slurrifisere for lettere å kunne injisere kaksen. Slurrifisering innebærer at kaks knuses og tilsettes vann. Det er ikke unormalt at kaksvolumet øker med en faktor på mellom 4 til 10 ved slurrifisering. Denne praksis fortsatte, og kaks ble sendt til land som slurry, som gjorde at mengden av boreavfall fra enkelte felt økte markant.

Injeksjon gir betydelige miljøgevinster og kan være kostnadseffektivt sammenlignet med sluttbehandling på land. Boring av nye injeksjonsbrønner har ført til at andelen injisert oljeholdig avfall igjen øker noe (se kapittel 4.1). På de installasjoner og felt der injeksjon ikke vil bli gjenopptatt, arbeides det med å redusere slurrifiseringen for å redusere avfallsmengdene.



Figur 33: Mengde farlig avfall sendt til land fra offshorevirksomheten

## 7.3 Lavradioaktivt avfall

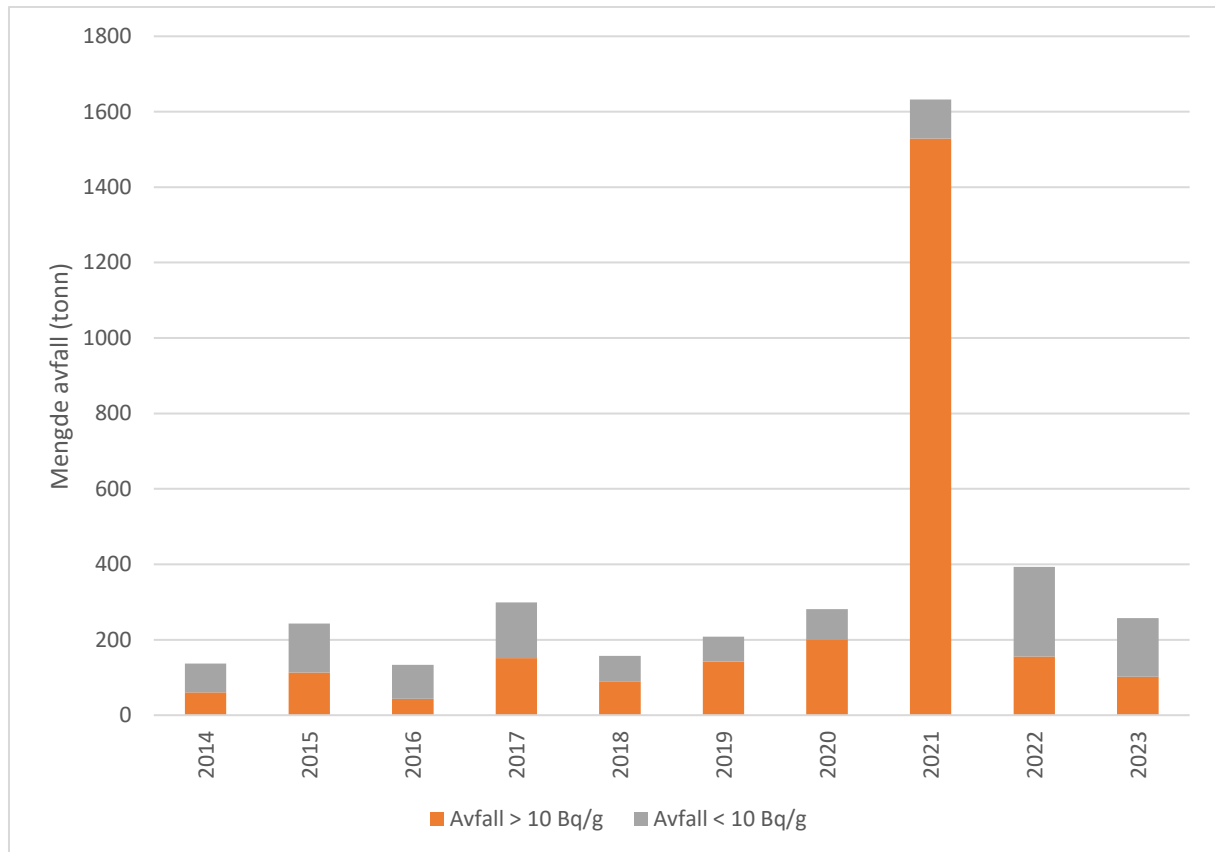
I bergartene under havbunnen finnes varierende mengder radium og andre radioaktive isotoper. Når olje og gass produseres, følger disse naturlig forekommende radioaktive stoffene med både oljen og gassen, men mest med vannet. Stoffene er ofte betegnet som lavradioaktiv avleiring (LRA).

Slam som renses ut i separatorene som skiller olje og vann, kan på enkelte felt ha målbar radioaktivitet i varierende grad. Konsentrasjonen av disse stoffene måles ved analyser av vann og slam utført av akkrediterte laboratorier. Avfallet inndeles og deklarerer i tre kategorier; uten forhøyet konsentrasjoner, radioaktivitet under 10 Bq/g og høyere enn 10 Bq/g. Begge radioaktive kategorier

behandles etter regelverk fastsatt av Statens strålevern. Avfallet med høyest aktivitet sendes til eget deponi i Gulen.

Figur 34 viser mengder (tonn) avfall levert til endelig disponering i de to kategoriene. Avfall med aktivitet under 10 Bq/kg varierer en del på grunn av vekslende mottakskapasitet.

Totalt ble det sendt i land 258 tonn lavradioaktivt avfall i 2023, en nedgang fra 2022 da mengden var 394 tonn.



Figur 34: Mengde avfall med naturlig forekommende radioaktivt materiale

#### 7.4 Avvikling og sirkulær økonomi

Avvikling av offshore olje- og gassinstallasjoner i Norge vil øke fram mot 2030, samtidig som bransjen forventes å kutte klimautslippene med 50 %. Gjenbruk og sirkulær økonomi er sentrale tiltak for å oppnå klimamålene.

Avfall fra demontering av felter har høy grad av gjenvinning, og bidrar til en svært høy grad av sirkularitet for offshore-plattformer. Offshore installasjonene består i stor grad av metaller og gjenvinningen av metall ligger vanligvis i området 94-98 % basert på vekt. I tillegg er det økende innsats for å finne måter å gjenbruke utstyr i stedet for gjenvinning gjennom smelting, for eksempel direkte gjenbruk på andre offshore-plattformer eller ved å tilpasse dem for andre brukere og sektorer.

Utvikling av regel- og markedsystemer er avgjørende for å lykkes med en bærekraftig omstilling. Offshore Norge har derfor inngått et samarbeid med Universitetet i Bergen for å utrede de rettslige og økonomiske rammevilkårene for sirkulær økonomi knyttet til avvikling i petroleumsindustrien. Prosjektet skal utforske hindringer og insentiver i regelverket for gjenbruk og gjenvinning i Norge

sammenlignet med Australia, Nederland og Storbritannia. På bakgrunn av en kartlegging av ulike praksiser skal prosjektet utrede eventuelle mulighetsrom for gjenbruk av installasjoner og samordning og flerbruk på marine areal i norsk kontekst. Resultatene vil bli formidlet i en kunnskapsrapport utarbeidet i samarbeid mellom Offshore Norge og UiB.

## 8. CCS-aktivitet

Fra rapporteringsåret 2022 er Footprint tilrettelagt for også å kunne rapportere på boreaktivitet fra CCS-brønner. Disse er ikke definert som petroleumsaktivitet, men det er store likheter med «normal» boring, og Miljødirektoratet gir tillatelse til virksomhet etter samme oppsett. Derfor ble det gjort avtale mellom operatørene og Miljødirektoratet om at disse brønnene også rapporteres i Footprint.

Det er foreløpig begrenset aktivitet, men dette forventes å øke etter hvert som det blir gitt flere lagringslisenser. I 2023 ble det gitt 3 letetillatelser i Nordsjøen etter lagringsforskriften på norsk sokkel, og det er nå totalt tildelt 7 lisenser.

I 2023 var det aktivitet knyttet til klargjøring av undervannsstyring i Northern Lights lisensen (Aurora), med svært begrensede utslipp til sjø og luft. Noen nøkkeltall er gitt under:

Utslipp av kjemikalier:

- Gul kategori 79 tonn
- Grønn kategori 595 tonn

Utslipp til luft:

- CO<sub>2</sub>-utslipp 176 tonn
- NO<sub>x</sub>-utslipp 3 tonn
- nmVOC 0,3 tonn

## 9. Forbedring av kunnskapsgrunnlaget

Petroleumsnæringen har i mange år vært en aktiv bidragsyter til å bygge kunnskap om hvilke effekter aktivitetene har på klima og miljø. Mye av denne kunnskapen gjøres offentlig tilgjengelig og bygger kunnskapsgrunnlag som offentlige myndigheter bør bruke i sin forvaltning av havområdene, for eksempel ved oppdatering av forvaltningsplanen (se kapittel 5). I dette kapitlet gis en beskrivelse av noen av aktivitetene som petroleumsnæringen har gjennomført i løpet av 2023.

### 9.1 Sjøfugl

Sjøfuglbestandene i Norge har gjennom mange år vist nedadgående trender, og 34 av 54 arter er på den norske rødlista og 24 av disse regnes som truet. De norske sjøfuglbestandene utgjør hele 20–25 prosent av all sjøfugl som hekker i Europa, og Norge har derfor et betydelig nasjonalt og internasjonalt forvaltningsansvar.

[SEAPOP](#) (avledet av den engelske termen for sjøfuglbestander – seabird populations) ble startet i 2005 og er et helhetlig og langsiktig overvåkings- og kartleggingsprogram for norske sjøfugler. Programmet fremskaffer og vedlikeholder grunnleggende kunnskap om sjøfugl som bidrar til en bedre forvaltning av disse marine miljøene.

Arbeidet i SEAPOP organiseres og utføres av personell fra Norsk institutt for naturforskning (NINA) og Norsk Polarinstitutt (NP). Programmet er så langt finansiert av fagetatene, Klima- og miljødepartementet (KLD), Olje- og energidepartementet (OED) og Offshore Norge.

SEAPOP gjennomfører detaljert kartlegging av utbredelsen av hekkende, rastende og overvintrede sjøfugl langs hele den norske kystlinjen og på Svalbard, og det er etablert en rekke nøkkellokaliteter som overvåkes.

[SEATRACK](#) er et prosjekt under SEAPOP som ble startet i 2014. Hensikten med prosjektet er å øke kunnskap om utbredelse av sjøfugl i Nord-Øst Atlanteren utenom hekkesesongen. Mange arter migrerer langt av gårde i vintersesongen og bruker store områder for næringssøk.

I prosjektet benyttes lysloggere eller GPS som festes på fuglene når de er i hekkkolonien om sommeren. Når de vender tilbake til hekkkolonien etterfølgende år samles loggerne inn, og data analyseres. Prosjektet er et stort samarbeidsprosjekt med flere land.

Prosjektet er nå inne i sin tredje fase. De to foregående fasene har vært finansiert av deltakende forskningsinstitusjoner, klima- og miljødepartementet, Kystverket og industrien (Offshore Norge og 6-8 operatører). I fase 3 bidrar også havvindaktører med industrifinansiering, og det er i alt 17 industripartnere (inkludert Offshore Norge).

Resultatene fra programmene brukes aktivt inn i næringens arbeid med for eksempel konsekvensutredninger og miljørisikoanalyser.

I 2023 har Offshore Norge sammen med Equinor også bidratt med midler for å bygge et krykkjehotell på Røst, samt oppfølgende forskning på effekter av et slikt tiltak. Krykkjene hekker blant annet på tak på Røst, og nødvendig vedlikehold gjorde at man måtte flytte reirene til ny lokasjon. «Hotellet» er bygd slik at krykkjene kan overvåkes på en langt bedre måte enn tidligere, og dette vil kunne bidra med økt kunnskap om slike tiltak kan ha positive effekter.

## 9.2 Miljørisikoanalyser og ERA Akutt

Risikoanalyser er et viktig steg i selskapenes sikkerhetsarbeid, og miljørisikoanalysene bidrar til å identifisere hvilke aktiviteter, tid på året og hvilke miljøkomponenter som bidrar til høyest risiko for en letebrønn eller et produserende felt. Resultatene gir grunnlag for vurdering av mest effektive tiltak for å forebygge mulige konsekvenser. Dette kan være både forebyggende tiltak som forhindrer akutte utslipp og konsekvensreducerende tiltak som oljevernberedskap.

ERA Akutt er den anbefalte metoden for miljørisikoanalyser for aktiviteter på norsk sokkel, og den kan også benyttes internasjonalt og håndterer ulike detaljeringsnivå basert på tilgjengelige data. Analysene er trinnvis oppbygd, og det er utarbeidet veiledninger for beste praksis slik at analysene benytter beste tilgjengelige inngangsdata og utføres på en sammenlignbar måte.

Det er utarbeidet en egen programvare for ERA Akutt som forvaltes på vegne av operatørene av Offshore Norge.

Det pågår en kontinuerlig forbedring av modell og datagrunnlag, og følgende initiativer kan nevnes:

- Årlig kvalitetssikring av modeller og verktøy som anvendes i industriens analyser av miljørisiko og behov for beredskap mot akutt forurensning. Arbeidet gjennomføres av sentrale utførende institusjoner, og omfatter også oppdatering av meteorologiske og oseanografiske driverdata. I 2023 har arbeidet også omfattet verifikasjon av de beregninger som gjennomføres for strandsone, beregninger som ligger til grunn både for analyse av

miljørisiko og som grunnlag for planlegging av beredskap i kyst- og strandsone. Resultatene av dette arbeidet er tatt inn i neste versjon av oljedriftsmodellen, tilgjengelig i Q1 2024.

- ERA Akutt Marginal Iskantsone/dynamiske data  
Dette er et prosjekt støttet av Forskningsrådet som startet i 2018 og som ble avsluttet i 2023. Prosjektet bestod av to deler; å legge til rette for å benytte høyoppløselige data for utvalgte verdensatte økosystemkomponenter (VØK) i ERA Acute-analyser, samt å utvikle en metodikk for å beregne miljørisiko på en forenklet måte for selve iskanten (Marginal iskantsone) som et selvstendig VØK-habitat av økologisk betydning. Industripartnere i prosjektet er Equinor, Lundin (nå AkerBP), OMW, WintershallDea og Offshore Norge.
- Utviklingsprosjekt for sjøfugl  
Målsetning om en forbedret beregning av konsekvensene av akutt oljeforurensning på arter og bestander av sjøfugl i nedgang. Arbeidet skjer i dialog med NINA.
- Forbedrede toksisitetskurver for tidlige livsstadier av fiskeressurser og datasett over gyteområder

Prosjektet omfatter revisjon av tapsberegningen for egg og larver ved bruk av ny kunnskap om følsomme arter og metoder, samt diskusjon og revisjon av inndelingen i gytebestander. Prosjektet gjennomføres i dialog med Havforskningsinstituttet.

### 9.3 Nullutslippsarbeidet

Nullutslippsarbeidet på sokkelen er forankret i en risikobasert tilnærming, kjent under betegnelsen RBA – Risk Based Approach fra OSPAR. Risikovurderinger blir brukt for å kunne sette inn tiltak der det er mest miljøeffektivt og samtidig gir en fornuftig balanse mellom kost og nytte. Nullutslippsarbeidet har medført en betydelig reduksjon av olje og kjemikalier sluppet ut til havet. Mengde olje til sjø er redusert ved reinjeksjon på mange felt og det er investert betydelige beløp i rensing av vann før utslipp. For kjemikalier er de mest miljøfarlige tilsatte kjemikalierene redusert med over 99 prosent, et resultat som ble oppnådd allerede før 2010. Operatørene fortsetter likevel med arbeidet med vurdering av og utfasing av miljøfarlige kjemikalier. Utslippene av kjemikalier i fargekategoriene røde og svarte utgjør vanligvis mindre enn 1 prosent av utslippene.

Den potensielle miljørisikoen knyttet til utslipp av produsert vann vurderes for det enkelte felt gjennom analyser og modellberegninger og uttrykkes som EIF (Environmental Impact Factor). Olje i produsert vann utgjør en svært liten andel av risikobildet forbundet med utslippet, mens tilsatte kjemikalier kan gi større bidrag. EIF faktoren er knyttet til et spesifikt utslipp og formålet er å vurdere hvilke komponenter i produsert vann som bidrar til risiko og derved gi grunnlag for substitusjon av kjemikalier som inneholder disse komponentene. Enkelte tilsatte kjemikalier og naturlige komponenter fra berggrunnen som slippes ut sammen med produsert vann, har potensiale til skadelige effekter på vannlevende organismer. Dette underbygges av forskning og EIF-beregningene. I hovedsak gjelder dette ved konsentrasjoner nær utslippspunktet, som varierer med avstand fra hundre meter opp til tusen meter. Tilsatte kjemikalier som bidrar til miljørisiko, er gjenstand for jevnlig vurderinger og substitusjon. [Offshore Norges retningslinje 084](#) for modellering og beregning av EIF ble oppdatert og publisert høsten 2022. Resultatene fra vannsøyleovervåkingen på sokkelen i 2021 indikerer at det ikke kan påvises betydelige akutte biologiske virkninger fra utslippene utover nærområdet. I tillegg er det gjort forskning og modellering av utslipp av produsert vann som så langt ikke har funnet effekter av betydning. Forskingen videreføres i 2022. Betydelige investeringer i renseteknologi og injeksjon er gjort for å redusere utslipp av olje fra produsert vann. De fleste feltene har utslipp langt under utslippskravet på 30 mg/l, mens noen få felt har, av ulike årsaker, problemer med stabil drift av injeksjonsanlegg og renseprosesser og har derfor et noe høyere nivå, spesielt ved



innfasing av nye brønnstrømmer. IOGP publiserte en veileder for RBA høsten 2020. Den beskriver tilnærmingen til RBA og anbefalt gjennomføring av prinsippene i RBA, hvor resultatene avgjør om risikoen er akseptabel eller om ytterligere tiltak bør gjennomføres. Miljødirektoratet ga Ekspertgruppen i oppdrag å gi en oversikt over hvorvidt det kan forventes effekter eller høyere miljørisiko for utslipp av produsert vannutslipp i Barentshavet og arktiske forhold enn på kontinentalsokkelen for øvrig i Norskehavet og Nordsjøen. Ekspertgruppen konkluderte sent i 2019 med at basert på den informasjonen som ble samlet inn, er det ikke grunn til å tro at det er et systematisk mønster som sier at organismer og økosystemer i Barentshavet er signifikant mer sensitive for kjemiske forurensninger og økotoksikologiske effekter enn ellers på sokkelen. Dette er i samsvar med funn som ble gjort i PROOFNY-arbeidet under Havet og kysten-programmet fra 2005 til 2015 og i miljøovervåkingen.

#### 9.4 KnowSandeel

Tobis eller havsil er regnet som en nøkkelart i økosystemet i Nordsjøen. Det er behov for ytterligere kunnskap om tobis for å forbedre vurdering av miljørisiko ved ulike typer utslipp. KnowSandeel er et samarbeid mellom petroleumsindustrien og Havforskningsinstituttet, ment til å forbedre kunnskap knyttet til tobisen sin sårbarhet for menneskelige aktiviteter. Prosjektet ble avsluttet i 2023, og det er etablert robuste [metoder](#) for å produsere egg og tobislarver fra villfanget gyteklar tobis. Dette har gjort det mulig å kartlegge og dokumentere egg og larveutviklingen hos tobis, og det er dermed mulig å undersøke sårbarheten av oljeeksponering for de ulike livsstadier. I tillegg kan man studere naturlig adferd til tobislarvene, og hvor sensitiv adferden er for miljøendringer. I KnowSandeel 1.0 har man [eksponert tobisegg for olje](#), og på tross av at oljedråper har festet til den klebrige overflaten på tobiseggene, så påvirkes den naturlige larveutviklingen i mindre grad av dette enn hos andre fiskearter. Petroleumsindustrien og Havforskningsinstituttet har videreført arbeidet med å øke kunnskapen om tobis i KnowSandeel 2.0. Hovedmålet er å integrere kunnskap om tobislarvens sårbarhet for oljeeksponering og tobislarvedrift, for implementering i risikovurderingsmodeller som Symbioses. Dette vil kunne gi mer presis informasjon om hvor og når særlig aktsomhet må utvises i forbindelse med aktivitet i tobisområder.

#### 9.5 Metan

Metan er hovedbestanddelen i naturgass og er en kraftig klimagass. Metan har en levetid på ca. 12 år i atmosfæren, og er derfor en såkalt kortlevd klimadriver. I et 20-års perspektiv er klimaeffekten av metan ca. 80 ganger så stor som klimaeffekten av CO<sub>2</sub>. Petroleumsbransjen har stort fokus på å minimere utslipp av naturgass – både av sikkerhetshensyn og av hensyn til klimaeffekten ved utslipp av metan til atmosfæren.

For å oppdage metanutslipp fra produksjon og transport av olje og gass, så finnes det en rekke ulike tekniske løsninger og instrumenter. På oppdrag fra Offshore Norge har Carbon Limits utarbeidet rapporten "[Overview of methane detection and quantification technologies for offshore applications](#)". Rapporten viser at satellitter er best egnet til å oppdage store utslippskilder over land. For å oppdage og kvantifisere utslipp fra enkeltkilder, så må man bruke håndholdte instrumenter hvor man kan komme helt inntil kilden. For å oppdage og kvantifisere lekkasjer av metan under vann er det begrenset med tekniske løsninger. Carbon Limits har på vegne av Offshore Norge gjennomført studien "[Overview of subsea methane emissions detection and quantification technologies](#)" for å belyse dette.

Metanutslippene på norsk sokkel var i 2023 totalt 11 579 tonn i 2023. Dette tilsvarer en utslippsintensitet på 0,02%. Dette er svært lavt sammenlignet med olje- og gassproduksjon i andre land. Dette kommer klart fram i IEAs [oversikt](#).

## 10. Ord og forkortelser

<b>CH<sub>4</sub></b>	Metan
<b>CO<sub>2</sub></b>	Karbondioksid
<b>EFTA</b>	European Free Trade Association
<b>EIF</b>	Environmental Impact Factor
<b>ESA</b>	EFTA Surveillance Authority
<b>HOCNF</b>	Harmonized Offshore Chemical Notification Format
<b>IOGP</b>	International Association of Oil and Gas Producers
<b>KLD</b>	Klima- og miljødepartementet
<b>LRA</b>	Lav radioaktiv avleiring
<b>MOD</b>	Miljøovervåkingsdatabase
<b>NGU</b>	Norges Geologiske Undersøkelse
<b>NINA</b>	Norsk institutt for naturforskning
<b>NIVA</b>	Norsk institutt for vannforskning
<b>NO<sub>x</sub></b>	Nitrogenoksid
<b>NP</b>	Norsk polarinstitutt
<b>nmVOC</b>	Flyktige organiske forbindelser utenom metan
<b>OD</b>	Oljedirektoratet (nå Sokkeldirektoratet)
<b>ED</b>	Energidepartementet
<b>o.e</b>	Oljeekvivalenter
<b>OIC</b>	Offshore Industry Committee
<b>OSPAR</b>	Oslo- og Paris konvensjonen er et folkerettslig forpliktende miljøsamarbeid om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhavet. 15 land med kystlinje eller med elver som renner ut i det nordøstlige Atlanterhavet er medlemmer.
<b>PLONOR</b>	Pose Little Or No Risk to the Marine Environment er en liste fra OSPAR over kjemiske forbindelser som antas å ha liten eller ingen effekt på det marine miljøet ved utslipp.
<b>RBA</b>	Risk based approach, risikobasert tilnærming
<b>SO<sub>x</sub></b>	Svoveloksid
<b>SO<sub>2</sub></b>	Svoveldioksid
<b>Sodir</b>	Sokkeldirektoratet
<b>Sm<sup>3</sup></b>	Standard kubikkmeter
<b>SFT</b>	Statens forurensningstilsyn
<b>SSB</b>	Statistisk Sentralbyrå

### Omregningsfaktorer

Basert på energiinnholdet i hydrokarboner. Beregnet i henhold til definisjoner fra Sokkeldirektoratet:

**Olje 1 m<sup>3</sup> = 1 Sm<sup>3</sup> o.e.**

**Olje 1 fat = 0.159 Sm<sup>3</sup>**

**Kondensat 1 tonn = 1.3 Sm<sup>3</sup> o.e.**

**Gass 1 000 Sm<sup>3</sup> = 1 Sm<sup>3</sup> o.e.**

**NGL 1 tonn = 1.9 Sm<sup>3</sup> o.e.**