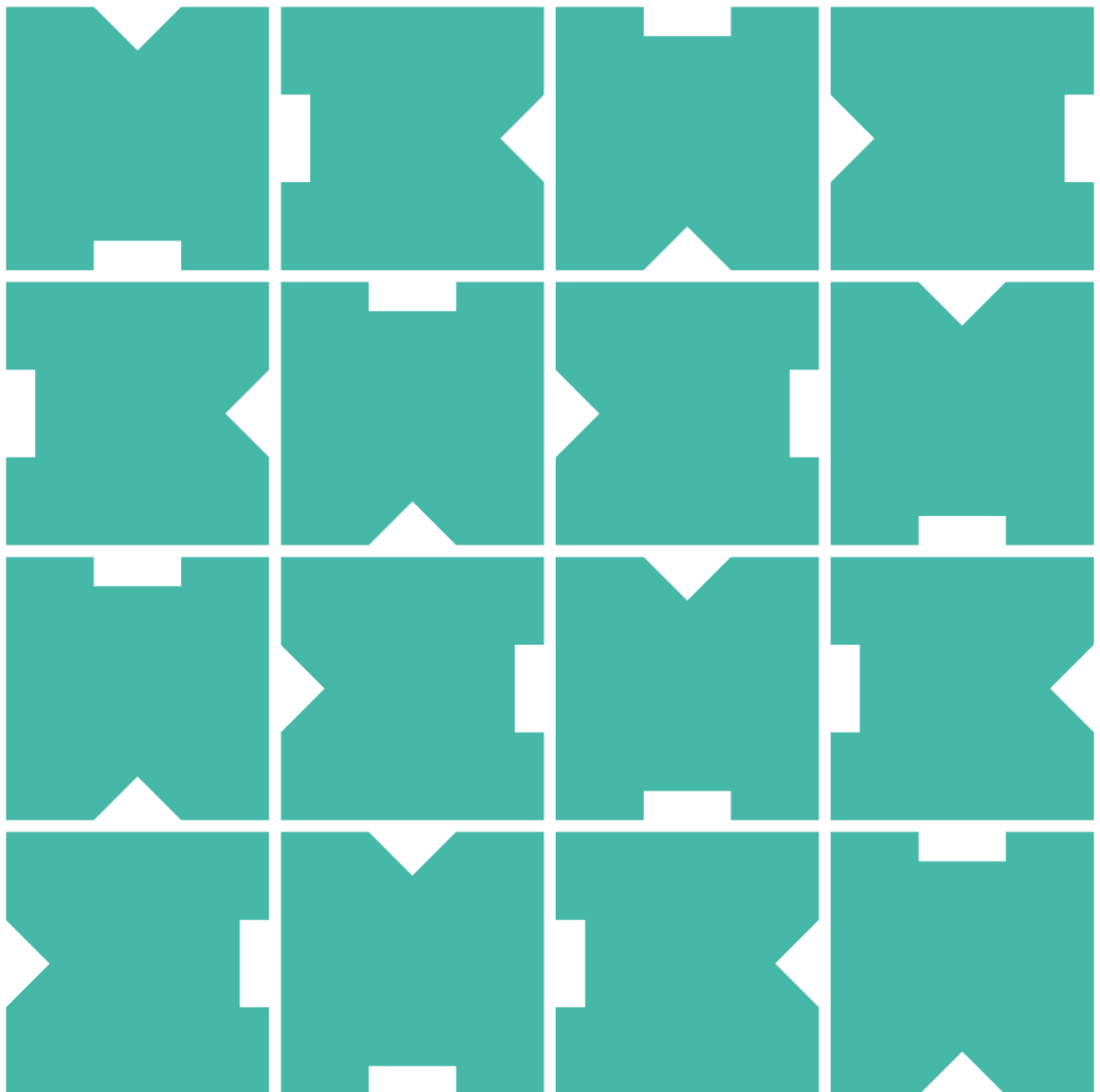


Endret krav til oljekonsentrasjon i produsert vann i aktivitetsforskriften § 60

Vurdering av økonomiske og administrative konsekvenser



Innhold

Sammendrag.....	3
1. Bakgrunn.....	4
1.1 Prosess for konsekvensutredningen	4
1.2 Om utslipp av produsert vann på norsk sokkel	5
1.3 Dagens regulering av utslipp av produsert vann	6
1.4 Nasjonale og internasjonale rammer og mål for petroleumsvirksomheten	7
1.5 Risikovurderinger av utslipp av produsert vann fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel	8
1.6 Operasjonalisering av krav til bruk av Best Available Techniques (BAT)	9
1.7 Status for miljøtilstand i norske havområder	10
2. Avgrensninger og prioriteringer	11
3. Utfordringer med utslipp av produsert vann.....	13
3.1 Dagens situasjon	13
3.2 Forventet framtidig utvikling (nullalternativet) og forutsetninger for beregningene .	15
3.3 Målformulering – hva vil vi oppnå?	16
4. Samfunnsøkonomiske vurderinger av endring i forskrift	17
4.1 Alternative tiltak.....	17
4.2 Metode og forutsetninger for beregninger av utslipp og kostnader	18
4.3 Positive og negative virkninger av de ulike tiltakene	20
4.4 Sammenstillingstabell	25
4.5 Usikkerheter	26
5. Anbefaling	27
6. Forutsetninger for vellykket gjennomføring	29

Sammendrag

Kravet til maksimalt 30 mg/l olje i produsert vann har vært uforandret i over 20 år. Samtidig er det mulig å oppnå konsentrasjoner langt under 15 mg/l ved bruk av tilgjengelig teknologi. Gjennomsnittlig konsentrasjon for utslipp på norsk sokkel har de siste årene ligget rundt 12 mg/l, noe som indikerer at den nåværende grensen kan skjerpes.

De samlede utslippene av olje på norsk sokkel er betydelige. Det største bidraget kommer fra utslipp av produsert vann. Potensialet for miljøskade fra produsert vann er vurdert som moderat, hovedsakelig på grunn av rask fortykning i havet. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til den økologiske betydningen av utslippene.

Det er gjennomført en grundig konsekvensutredning, basert på beste tilgjengelige informasjon, hvorav mye er innhentet fra operatørene. På bakgrunn av dette arbeidet, er det nå utarbeidet forslag til endringer i aktivitetsforskriften § 60. Miljødirektoratet foreslår at oljeinnholdet i produsert vann som slippes ut ikke skal overstige 15 mg/l vann som veid gjennomsnitt for ett kalenderår. Den gjeldende grensen på 30 mg/l vann som veid gjennomsnitt for en kalendermåned foreslås opprettholdt. For å gi operatørene tid til å innrette seg, foreslås det at de nye grensene for oljeinnhold i produsert vann trer i kraft fra 1. januar 2028.

For noen felt vil det være mer hensiktsmessig å sette feltspesifikke krav, noe forskriften åpner for. Dette kan for eksempel gjelde felt med høy reinjeksjonsgrad og små totale utslippsmengder hvor det er vanskelig å oppnå 15 mg/l som årsmiddel og/eller 30 mg/l som månedsmiddel.

Konsekvensutredningen av den foreslåtte endringen i aktivitetsforskriften § 60 viser at totale oljeutslipp kan reduseres med om lag 33 tonn årlig. Kostnadsestimatene knyttet til denne reduksjonen er estimert til å ligge mellom 400 millioner og 1,7 milliarder kroner. Det er betydelig usikkerhet på både nytte- og kostnadssiden og det er ikke mulig å gi en entydig konklusjon om samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Miljødirektoratet lander likevel på en anbefaling om en innskjerping av konsentrasjonsgrensen.

Utover de samfunnsøkonomiske virkningene, er en viktig del av vår vurdering at en innskjerping av konsentrasjonsgrensene vil være med å bidra til å nå både nasjonale og internasjonale målsettinger og forpliktelser, blant annet nullutslippsmålet, OSPARs mål om å forhindre og eliminere oljeforurensning fra produsert vann og EUs retningslinjer for beste tilgjengelige teknikker. Vi har også vektlagt føre-var-prinsippet. Selv om det er manglende kunnskap er den samlede belastningen, særlig i Nordsjøen, betydelig, og det er viktig å redusere alle forurensningskilder til havområdene.

1. Bakgrunn

Petroleumsaktiviteten på norsk sokkel medfører flere typer påvirkninger på miljøet, hvorav driftsutslipp til sjø er en av disse. Det største utslippet av olje under normal drift kommer fra produsert vann¹. Dette er vann som følger med brønnstrømmen opp fra reservoaret. Det produserte vannet inneholder blant annet dispergert olje og naturlig forekommende stoffer (slik som tungmetaller og PAH²). Produsert vann som slippes ut vil også kunne inneholde rester av kjemikalier som er brukt i separasjons- og renseprosessen på innretningene.

Krav til utslipp av produsert vann er gitt i aktivitetsforskriften § 60. Miljødirektoratet foreslår nå å endre § 60 ved at grenseverdien for innhold av olje i produsert vann som slippes til sjø reduseres. Denne konsekvensutredningen vurderer konsekvensene av alternative måter å redusere disse utslippene på.

1.1 Prosess for konsekvensutredningen

Miljødirektoratet startet arbeidet med å vurdere en innskjerping av kravene i aktivitetsforskriften § 60 til utslipp av olje i produsert vann i 2022.

Etter at arbeidet med forskriftsforslaget ble startet opp, ble det tidlig klart at kunnskapsgrunnlaget for å fastsette nye krav var mangelfullt. I en rapport fra DNV-GL *Håndtering av produsert vann – erfaringer fra norsk sokkel (2015)* ble det brukt erfaringstall og en rapport fra OSPAR³ for å illustrere investerings- og driftskostnader. Disse tallene var hentet fra forskjellige tidsperioder, tilbake til 2001, og ble fremstilt som eksempler. De var ikke egnet for vurderingen av konsekvenser av å redusere utslippsgrensene for olje med produsert vann. For å få mer oppdaterte tall, så vi behov for å innhente oppdaterte opplysninger fra bransjen, og i januar 2023 sendte vi ut et spørreskjema der vi ba om informasjon om utslippsreducerende tiltak og kostnader ved disse.

Underveis i prosessen har Miljødirektoratet også hatt flere møter med operatører og Offshore Norge for å få tilbakemeldinger om hvilken betydning de eventuelle endringene i forskriften ville få, herunder to møter våren 2024, der vi presenterte endringsforslagene som nå sendes på høring sammen med denne konsekvensutredningen.

¹ [Meld. St. 21 \(2023–2024\): Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene](#)

² Polysykliske aromatiske hydrokarboner (https://snl.no/polysykliske_aromatiske_hydrokarboner)

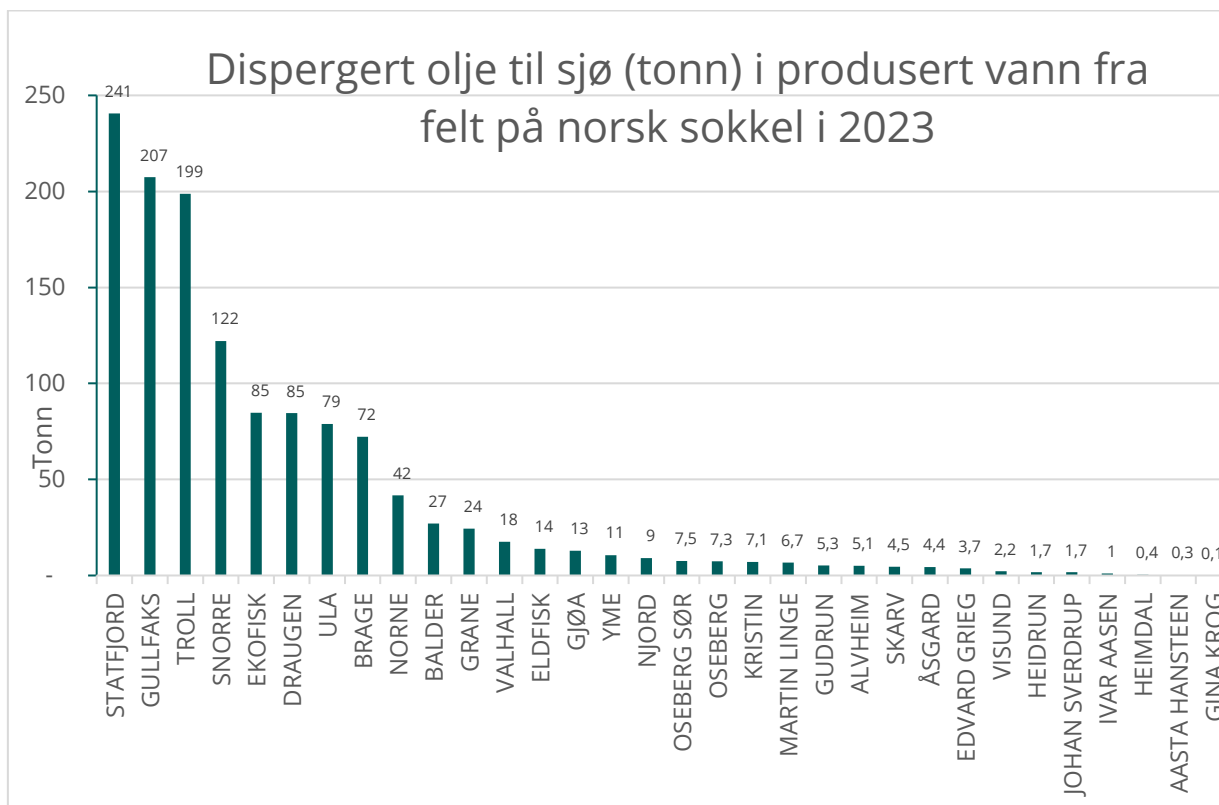
³ OSPAR (2013): Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations. Offshore industry series.

1.2 Om utslipp av produsert vann på norsk sokkel

Totalt utslipp av produsert vann fra alle innretninger på norsk sokkel var 113 millioner Sm³ i 2023. Mengde dispergert olje i utslippet var på rett over 1 300 tonn. Dette gir en gjennomsnittskonsentrasjon på 11,5 mg/l dispergert olje for alt produsert vann på norsk sokkel sett under ett for året 2023.

Mengden produsert vann som slippes ut på norsk sokkel har blitt redusert med om lag 30 prosent fra 2015 til 2023. Den gjennomsnittlige årsmiddelkonsentrasjonen av olje i produsertvannet som slippes ut har i det samme tidsrommet variert mellom 11,1 og 12,8 mg/l, uten at det er noen klar trend til økning eller reduksjon.

Utslippene varierer mye fra felt til felt, både med hensyn til vannmengde og konsentrasjon av dispergert olje. De største vannmengdene slippes ut fra modne felt, der det over lengre tid har blitt injisert vann (hovedsakelig renset sjøvann) som trykkstøtte for å opprettholde produksjonen. Enkelte gassfelt og nyere oljefelt har på den annen side svært lave utslipp, eller ingen utslipp i det hele tatt. De høyeste konsentrasjonene av dispergert olje i produsert vann finner man ofte på felt der produsertvannet reinjiseres under normal drift, og hvor det er utfordrende å få renseanleggene til å fungere godt i de vanligvis kortvarige periodene som injeksjonsanlegget av en eller annen grunn er ute av drift.



Figur 1 Dispergert olje til sjø (tonn) i produsert vann fra felt på norsk sokkel i 2023. Figuren omfatter de feltene med innretninger hvor produsert vann slippes til sjø.

1.3 Dagens regulering av utslipp av produsert vann

1.3.1 Aktivitetsforskriften § 60

Krav til utslipp av produsert vann til sjø er gitt i aktivitetsforskriften § 60. Her er det blant annet krav til at produsert vann skal renses før utslipp og til at konsentrasjonen av dispergert olje i produsert vann som slippes til sjø skal være så lav som mulig. Oljeinnholdet skal uansett ikke overstige 30 mg olje per liter vann som veid gjennomsnitt for en kalendermåned. Det er i dag ikke gitt spesifikke krav til utslipp av andre naturlig forekommende stoffer enn dispergert olje i produsert vann. Alle stoffer som går til utslipp skal likevel måles og/eller beregnes, jf. aktivitetsforskriften § 70.

Når det gjelder mengden produsert vann som slippes ut, er dette ikke regulert i aktivitetsforskriften § 60. Det er likevel ikke helt fritt frem hvor mye produsert vann som kan slippes til sjø. Utslipp skal reduseres så mye som mulig. Vi viser i denne sammenheng til retningslinjene i forurensingsloven § 2 nr. 1, 3 og 6. Det skal blant annet arbeides for å hindre at forurensning oppstår eller øker og for å begrense forurensning som finner sted. For å unngå og begrense forurensning og avfallsproblemer skal det tas utgangspunkt i den teknologi som ut fra en samlet vurdering av nåværende og fremtidig bruk av miljøet og av økonomiske forhold, gir de beste resultater. Vi viser også til rammeforskriften § 11 om prinsipper for risikoreduksjon. Operatøren skal forhindre og begrense skade eller fare for skade på mennesker, miljø eller materielle verdier i tråd med helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen. Utover dette nivået skal risikoen reduseres ytterligere så langt det er mulig.

1.3.2 Feltspesifikke krav i tillatelser

For å drive petroleumsvirksomhet til havs er det nødvendig med tillatelse etter forurensningsloven § 11. I tillatelsene kan Miljødirektoratet fastsatte feltspesifikke krav til utslipp av produsert vann som avviker fra de generelle kravene i aktivitetsforskriften § 60, jf. aktivitetsforskriften § 60 syvende ledd. De feltspesifikke kravene kan enten være strengere eller lempeligere enn forskriftskravene, og skal være basert på en helhetlig vurdering av miljømessige, tekniske og økonomiske forhold.

Der det vurderes som nødvendig av hensyn til resipienten, kan det for eksempel fastsettes konsentrasjonsgrenser for dispergert olje i produsert vann som er lavere enn 30 mg/l eller krav til maksimalt tillatt utslipp av olje med produsert vann i tonn per år.

Miljødirektoratet kan også tillate høyere utslippskonsentrasjoner enn 30 mg/l dispergert olje dersom det foreligger særskilte grunner til dette. Dette er særlig aktuelt der produsertvannet reinjiseres under normal drift, og hvor det ofte er vanskelig å oppnå effektiv rensing av vannet som må slippes til sjø når injeksjonen av forskjellige grunner ikke fungerer.

1.4 Nasjonale og internasjonale rammer og mål for petroleumsvirksomheten

Det er flere nasjonale mål tilknyttet petroleumsvirksomheten til havs, både vedrørende verdiskaping og påvirkning på miljøet.

I Meld. St. 21 (2023-2024) er det gitt følgende mål knyttet til verdiskaping for næringen.

Det skal legges til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. Petroleumsvirksomheten skal skje innenfor forutsigbare rammer og krav til helse, miljø og sikkerhet som er tilpasset hensynet til økosystemene og annen virksomhet.

I Stortingsmeldingen nr. 58 (1996-97) *Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling* ble det satt et nullutslippsmål for operasjonelle utslipp av olje fra petroleumsvirksomhet. Målet er at utslipp av miljøfarlige tilsatte kjemikalier (svart og rød kategori) skal stanses og at utslipp av naturlig forekommende stoffer skal stanses eller minimeres. For olje og andre stoffer er målet ingen utslipp eller minimering av utslipp som kan gi miljøskade.

Nullutslippsmålet ble gjengitt i Meld. St. 35 (2016-2017) Oppdatering av forvaltningsplanen for Norskehavet⁴ og i den nye Meld. St. 21 (2023-2024) Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene⁵. I disse Stortingsmeldingene gir regjeringen rammer for petroleumsvirksomhet i alle havområder, herunder at nullutslippsmålet fortsatt skal følges opp.

I tillegg til det generelle målet om nullutslipp, er det gjennom havforvaltningsarbeidet flere indikatorer knyttet til utslipp fra petroleumsvirksomheten. For Norskehavet og Nordsjøen og Skagerak er det indikatorer for tilførsel av olje fra petroleumsvirksomhet til havet. Disse er knyttet opp mot det nasjonale miljømålet om at forurensning ikke skal skade helse og miljø (mål 4.1 og videre 4.1.4):

Utslipp og tilførsler av forurensende stoffer til de norske havområdene skal ikke føre til helseskader eller skader på naturens evne til produksjon og selvfornyelse. Virksomhet i havområdene skal ikke bidra til forhøyede nivåer av forurensende stoffer.

Operasjonelle utslipp fra virksomhet i havområdene skal ikke medføre skade på miljøet, forhøyede nivåer av forurensende stoffer i sjømat, eller bidra til økninger i bakgrunnsnivåene av olje, naturlig forekommende radioaktive stoffer eller andre miljøfarlige stoffer over tid (miljøstatus.no).

⁴ Meld. St. 35 (2016-2017): Oppdatering av forvaltningsplanen for Norskehavet

⁵ Meld. St. 21 (2023-2024): Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene

1.4.1 Konvensjonen for bevaring av det marine miljø i Nordøst-Atlanteren (OSPAR)

I tillegg til nasjonale målsetninger og internasjonale krav tilknyttet petroleumsvirksomhet, deltar Norge også i flere internasjonale samarbeidsfora knyttet til blant annet bærekraftig forvaltning av havområdene. Dette står sentralt i norsk utenriks- og utviklingspolitikk.

Bærekraftig forvaltning av havområdene er viktig i arbeidet med en rekke av FNs bærekraftsmål (2, 4, 14, 17, mfl.), gjennom Oslo-Paris konvensjonen (OSPAR)⁶ og igjennom Havpanelets arbeid med planer for bærekraftige hav (Meld. St. 21 (2023-2024)).

Når det gjelder konsentrasjonsgrensen for olje i produsert vann er dette noe Norge også rapporterer under OSPAR-konvensjonen. OSPAR er et viktig rammeverk for utvikling av den marine naturforvaltningen i det nordøstlige atlanterhavsområdet. Konvensjonen forplikter Norge, og er blant annet implementert i norsk rett gjennom HMS-forskriftene for petroleumsvirksomheten.

Artikkel 5 i Konvensjon om bevaring av det marine miljø i Nordøst-Atlanteren omhandler forurensning fra offshore-kilder, og fastslår at det skal tas "... ethvert mulig skritt for å forhindre og eliminere forurensning fra offshore-kilder ...".

Strategien til OSPAR for perioden frem til 2030 ble vedtatt i 2021⁷. OSPARs arbeid med produsert vann er formulert som et operativt mål i strategien (S2.O3). Oppgave 5 under S2.O3 heter produsert vann og fastslår at det skal jobbes for å videre redusere utslipp av olje i produsert vann som går til sjø.

Gjennom OSPAR har Norge også forpliktet seg til å implementere risikobasert tilnærming i oppfølgingen av utslipp av produsert vann, jf. "OSPAR Recommendation 2012/5 for a risk-based approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations". Disse kravene til risikobasert tilnærming for håndtering av produsert vann er tatt inn i aktivitetsforskriften § 60 tredje ledd. I Norge benytter petroleumsvirksomheten metoden med beregning av Environmental Impact Factor (EIF) som grunnlag for den risikobaserte tilnærmingen, se kap. 1.5.

1.5 Risikovurderinger av utslipp av produsert vann fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel

Operatørene av petroleumsvirksomheter på norsk sokkel benytter Environmental Impact Factor (EIF) som et mål på mulig miljøpåvirkning utslipp av produsert vann har i det marine miljøet. EIF beregnes ut fra mengden/konsentrasjoner av tilsatte og naturlig forekommende kjemikalier i produsertvannet som slippes ut, deres iboende egenskaper og annen relevant

⁶ [Convention | OSPAR Commission](#)

⁷ [North-East Atlantic Environment Strategy 2030 | OSPAR Commission](#)

informasjon som for eksempel strømdata for det aktuelle området. EIF-tallet er knyttet opp mot hvor stort vannvolum som har konsentrasjoner av et eller flere stoffer i produsert vann som overstiger grenseverdier for mulig skade angitt som PNEC ("Predicted no Effect Concentration").

Dispergert olje inngår i EIF, men bidrar ofte relativt lite til samlet EIF sammenlignet med tilsatte kjemikalier og løste naturlig forekommende stoffer⁸.

Der det har lyktes å redusere bidraget fra tilsatte kjemikalier ved for eksempel substitusjon, redusert kjemikaliebruk eller andre utslippsreduserende tiltak, vil likevel det relative bidraget fra dispergert olje kunne bli betydelig.

1.6 Operasjonalisering av krav til bruk av Best Available Techniques (BAT)

Det følger av forurensningsloven § 2 nr. 3 at det skal tas utgangspunkt i den teknologi som ut fra en samlet vurdering av nåværende og fremtidig bruk av miljøet og av økonomiske forhold, gir de beste resultater. Dette er en retningslinje for gjennomføring av loven, og er et etablert prinsipp som regulering av forurensende virksomhet i Norge bygger på.

I rammeforskriften § 11 om prinsipper for risikoreduksjon er det i andre og tredje ledd tatt inn et liknende BAT-krav. For å redusere risiko for skade eller fare for skade på mennesker og miljø skal operatøren velge de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsningene som etter en enkeltvis og samlet vurdering av skadepotensialet og nåværende og framtidig bruk gir de beste resultater, dersom kostnadene ikke står i et vesentlig misforhold til den risikoreduksjonen som oppnås. Mangler det tilstrekkelig kunnskap om hvilke virkninger bruk av de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsningene kan ha for helse, miljø eller sikkerhet, skal det velges løsninger som reduserer usikkerheten om virkningen av løsningene.

For oppstrøms olje- og gassutvinning har EU utarbeidet et "Best Available Techniques Guidance Document" (2019) som beskriver hva som er å regne som beste tilgjengelige teknikker⁹ og hvilke utslippskonsentrasjoner som kan oppnås ved bruk av BAT. I henhold til dette dokumentet, bør utslippene av olje i produsert vann fra eksisterende virksomheter reduseres til under 15 mg/l der dette er mulig, eventuelt til under 30 mg/l, der det ikke er praktisk mulig ("appropriate") å oppnå 15 mg/l. For nye virksomheter skal det tilstrebes nullutslipp, noe som i praksis forutsetter mulighet for å injisere produsertvannet i geologiske formasjoner. Hvis det ikke er mulig å oppnå nullutslipp, skal utslippene begrenses som angitt for eksisterende innretninger.

⁸ Som for eksempel korrosjonshemmere, H₂S-inhibitorer og BTEX.

⁹ [Best Available Techniques Guidance Document on upstream hydrocarbon exploration and production.](#)

Hva som er å regne som BAT vil endre seg over tid i takt med blant annet teknologisk utvikling og endringer i kostnader ved å iverksette nye tiltak. Dette tilsier at myndighetene jevnlig bør vurdere om fastsatte krav i tillatelser og forskrifter bør oppdateres for å sikre at de enkelte virksomheter som omfattes av kravene benytter BAT.

Miljødirektoratet har derfor vurdert BAT i forhold til konsentrasjon av olje i produsert vann. Dagens konsentrasjonsgrense har vært gjeldende siden den ble innført gjennom OSPAR i 2001¹⁰, og gjennom endring i aktivitetsforskriften fra 2004. 30 mg/l er langt unna hva som kan oppnås med teknologi som har vært tilgjengelig på markedet i lang tid allerede. Det gjenspeiles også i gjennomsnittlig rapportert oljekonsentrasjon i produsert vann på norsk sokkel de siste årene.

1.7 Status for miljøtilstand i norske havområder

I Meld. St. 2021 (2023-2024) Helhetlig forvaltningsplan for norske havområder beskrives miljøtilstanden i norske havområder. Felles for alle tre havområdene er at klimaet har endret seg i alle som følge av menneskeskapte påvirkninger. Dette gjør seg gjeldende som økt temperatur, minkende havis (i Barentshavet), havforsuring og formørking av vannet (i Nordsjøen og Skagerrak).

Område/økosystem	Betydelig avvik fra referansetilstand	God økologisk tilstand	
		Begrenset avvik fra referansetilstand	Ingen avvik fra referansetilstand
Barentshavet (arktisk)			
Barentshavet (subarktisk)			
Norskehavet			
Nordsjøen og Skagerrak			

Figur 2 Samlet vurdering av økologisk tilstand i de tre forvaltningsplanområdene (kilde: Meld. St. 21 (2023-2024) / Miljøstatus.no)

I Barentshavet og Norskehavet er det begrenset menneskeskapt påvirkning. Her er det en del usikkerhet på bakgrunn av korte tidsseriedata. Nordsjøen og Skagerrak er betydelig påvirket av menneskelig aktivitet. Konsekvensene er størst for sentrale fiskebestander og andre funksjonelt viktige arter og bunnhabitater. Det er tegn på at menneskelig påvirkning har forårsaket endringer i artsmangfold og økologiske funksjoner og i fordeling av biomasse i næringskjeden.

¹⁰ [OSPAR Recommendation 2001/1 for the management of produced water from offshore installations.](#)

Nordsjøen og Skagerrak er generelt mer forurensset enn Norskehavet og Barentshavet, men de fleste miljøgifter i sjømatarter er likevel under grenseverdiene for mattrygghet. Det mangler indikatorer for nivåer og effekter av miljøgifter i sårbare toppredatorer som sjøfugl og sjøpattedyr i dette havområdet. Operasjonelle utslipp fra petroleumsvirksomhet er betydelig i Nordsjøen og bidrar til økninger i bakgrunnsnivå av olje og andre miljøfarlige stoffer og naturlig forekommende stoffer over tid (Meld. St. 21 (2023-2024)).

2. Avgrensninger og prioriteringer

Ved oppstart av arbeidet med denne konsekvensutredningen var det nødvendig å avgrense hvilke problemstillinger som måtte belyses som en del av utredningen og konkretisere hvilke alternative måter eventuelle nye krav kunne utformes på.

Konsekvensutredningen er begrenset til endring av konsentrasjonsgrensen i aktivitetsforskriften § 60. Den omhandler dermed ikke aktivitetsforskriften § 60a om drenasjevann og annet oljeholdig vann og § 60b om fortrengningsvann.

Skiller ikke mellom nye og eksisterende felt

Miljødirektoratet ser det som viktig at operatører og rettighetshavere som planlegger utbygging av nye petroleumsfelt og -innretninger, tar i bruk de beste og mest effektive renseløsningene for produsert vann som er tilgjengelige. Vi har derfor vurdert om det bør være strengere krav til oljeinnhold i produsert vann som slippes ut på nye felt enn på felt som allerede er i drift, der det kan være både teknisk utfordrende og vesentlig mer kostnadskrevende å oppnå utslippsreduksjoner.

I vår vurdering av dette har vi lagt vekt på at kravene i forskriften bør være så enkle og entydige som mulig. Forskjellig krav for nye og eksisterende felt vil av flere grunner kunne bli mer komplisert og arbeidskrevende å forholde seg til både for myndighetene og operatørene.

For felt som er under planlegging og prosjektering, ville det for eksempel vært nødvendig å ta stilling til om det er tidspunktet for investeringsbeslutning, innsending av PUD¹¹, godkjenning av PUD eller en annen milepæl i prosessen fra funn til utbygging som skal være avgjørende for om det regnes som nytt eller ikke. Det kan også være uklart om innretninger som har gjennomgått omfattende oppgraderinger skal regnes som nye.

I tillegg er det ikke gitt at det alltid er enklere å oppnå effektiv rensing på nye felt og innretninger enn på eksisterende. For eksempel kan oljekvaliteten variere mye fra felt til felt,

¹¹ Plan for utbygging og drift.

og dette kan påvirke oppnåelig rensegrad. Ikke minst kan nye "tie-ins" til eksisterende innretninger bidra til dette.

På bakgrunn av disse vurderingene, har vi valgt å ikke stille ulike krav til nye og eksisterende innretninger.

Vurderer ikke mengden utslipp av produsert vann til sjø

Regulering av mengden produsert vann som slippes til sjø er ikke vurdert i denne omgang, og har derfor heller ikke vært tema for denne konsekvensutredningen. Dette varierer betydelig fra innretning til innretning og vi har ikke ansett at en forskriftsfesting av totale utslipp av produsert vann som skal gjelde alle innretninger samtidig er et egnet virkemiddel for å regulere total mengde produsert vann. Dette vil kunne håndteres mer treffsikkert i tillatelsene til de ulike innretningene.

Vurderer ikke krav om injeksjon

For nye innretninger og felt som bygges ut er det, i henhold til nullutslippsmålet og EUs retningslinje, BAT å injisere produsert vann i grunnen der dette er mulig.

Injeksjon av produsert vann i geologiske formasjoner under havbunnen kan være et effektivt tiltak for å redusere utslipp av olje til sjøen. Slik injeksjon forutsetter tilgang til egnede geologiske strukturer med god permeabilitet og tette overliggende barrierer i form av takbergarter som hindrer lekkasje til sjø.

Siden mulighetene for å injisere produsert vann vil være avhengig av en rekke faktorer og variere fra felt til felt, anser vi det ikke som aktuelt å stille krav om injeksjon på alle nye innretninger og felt. Vi ser det imidlertid som viktig at mulighetene for injeksjon vurderes grundig i planleggingen av nye utbygginger. Dersom operatøren ikke planlegger å injisere produsert vann, skal det redegjøres for dette årsakene til dette i søknaden om tillatelse etter forurensningsloven. I Miljødirektoratets søknadsveileder for petroleumsvirksomheten bes det derfor om informasjon om begrunnelse for at injeksjon ikke er valgt og beskrivelse av hvilke miljørisikovurderinger, kostnadsvurderinger og eventuelt tekniske og geologiske vurderinger valget er basert på.

For de feltene som har injeksjon av produsert vann er det erfaringsmessig utfordrende å holde seg innenfor konsentrasjonsgrensen når injeksjonsanlegget er ute av drift, ofte fordi man ikke rekker å stabilisere og optimalisere renseprosessen. Gjennomsnittskonsentrasjonen kan i disse periodene ofte kan være kortvarig høy. Tilsvarende kan det være utfordrende å overholde grenseverdien for oljeinnhold i produsert vann i forbindelse med oppstart av prosessanlegg etter revisjonsstanser, ved brønnopprensninger etc. På grunn av disse utfordringene har Miljødirektoratet etter søknad fra operatørene stilt særskilte krav til utslipp av dispergert olje fra mange av feltene som injiserer produsert vann. Disse særskilte kravene blir enten gjort gjeldende istedenfor kravene i aktivitetsforskriften § 60, eller som supplement til disse. Kravene kan for eksempel være stilt i form av minimumskrav til oppetid på injeksjonsanlegget, en konsentrasjonsgrense som er høyere enn 30 mg/l eller en maksimal tillatt oljemengde som kan slippes ut per år. Endring i konsentrasjonsgrensen for

olje i produsert vann vil ikke medføre endringer i denne praksisen med å kunne fastsette feltspesifikke krav der det foreligger gode grunner til dette.

3. utfordringer med utslipp av produsert vann

3.1 Dagens situasjon

De samlede utslippene av olje i produsert vann på norsk sokkel er betydelige (se figur 1). Direkte skadevirkninger som følge av utslippene er ikke observert, men forskning har vist at stoffer i produsert vann kan forårsake en rekke negative effekter som har konsekvenser for helsetilstand, funksjon og reproduksjon i enkeltindivider av fisk og virvelløse dyr. Potensialet for miljøskade fra produsert vann er vurdert som moderat, og de konsentrasjonene som har gitt effekter på laboratoriet vil normalt ikke forekomme lengre fra utslippspunktene enn i størrelsesorden 1 km. Den økologiske betydningen av utslippene er imidlertid fortsatt uklar, fordi effektene man har klart å måle ikke kan kobles direkte til konsekvenser for bestander og samfunn¹². Dette samsvarer med resultater fra miljøovervåkingen. Produsert vann er en kompleks blanding med mange forskjellige stoffer, og hvor noen av dem kan ha relativt lang levetid. Mange av stoffene har vi lite kunnskap om, og vi kan ikke utelukke at disse kan bidra til miljørisiko og effekter¹³.

I stille vær observeres det jevnlig oljefilm på havoverflaten i nærheten av felt med betydelige utslipp. Dette gir en risiko for miljøskade for organismer som oppholder seg på havoverflaten. Dykkende sjøfugl er utsatte og fugl som oppholder seg på havet i myteperioden er spesielt sårbare siden de da ikke er flygedyktige.

Det gjeldende kravet i aktivitetsforskriften § 60 om at oljeinnholdet i produsert vann som slippes til sjø skal være så lavt som mulig, og uansett ikke overstige 30 mg/l som månedsmiddelerdi, har stått uforandret lenge og reflekterer ikke nødvendigvis hva det er mulig å oppnå ved bruk av beste tilgjengelige teknikker (BAT) i dag. Kravet stimulerer dessuten i for liten grad til kontinuerlig forbedring av teknologi og driftsrutiner. På nye felt vil det som regel være mulig å oppnå langt lavere utslippskonsentrasjoner enn 30 mg/l.

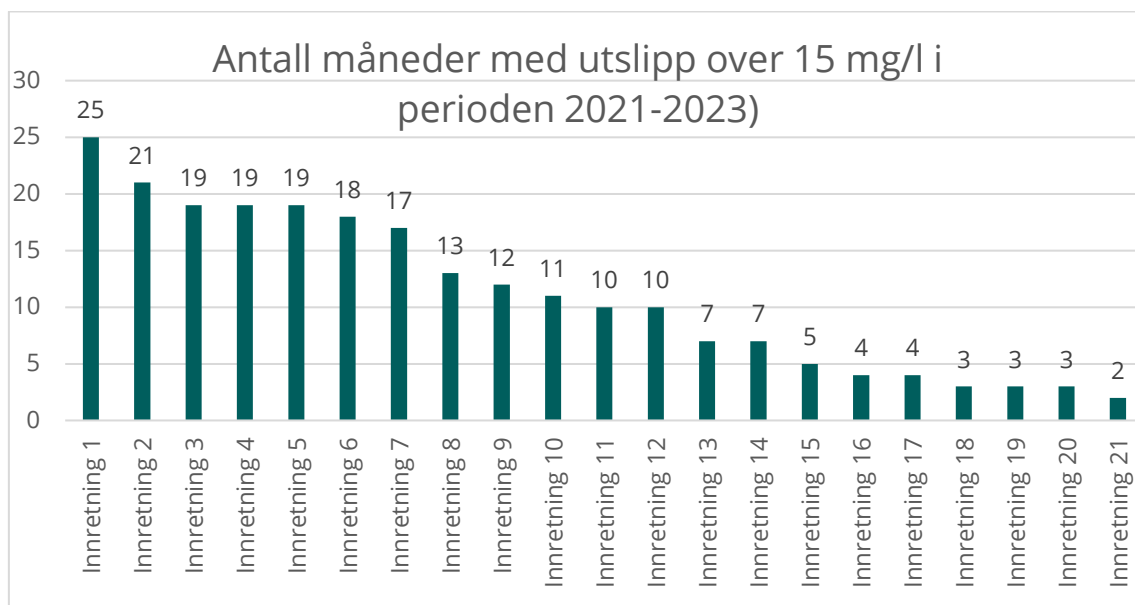
På bakgrunn av dette, og ut fra en føre var-tilnærming, er det derfor ønskelig at utslippene reduseres i forhold til dagens nivå.

Totalt er det 45 innretninger på norsk sokkel som har utslipp av produsert vann til sjø. Blant disse er det 12 innretninger hvor det er oppgitt at reinjeksjon av produsert vann er

¹² Bakke, T., Klungsøyr, J., & Sanni, S. (2012) Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten: Resultater fra ti års forskning. Norges Forskningsråd 40s.

¹³ Beyer et al. 2019, Environmental effects of offshore produced water discharges evaluated for the Barents Sea, M-1370|2019.

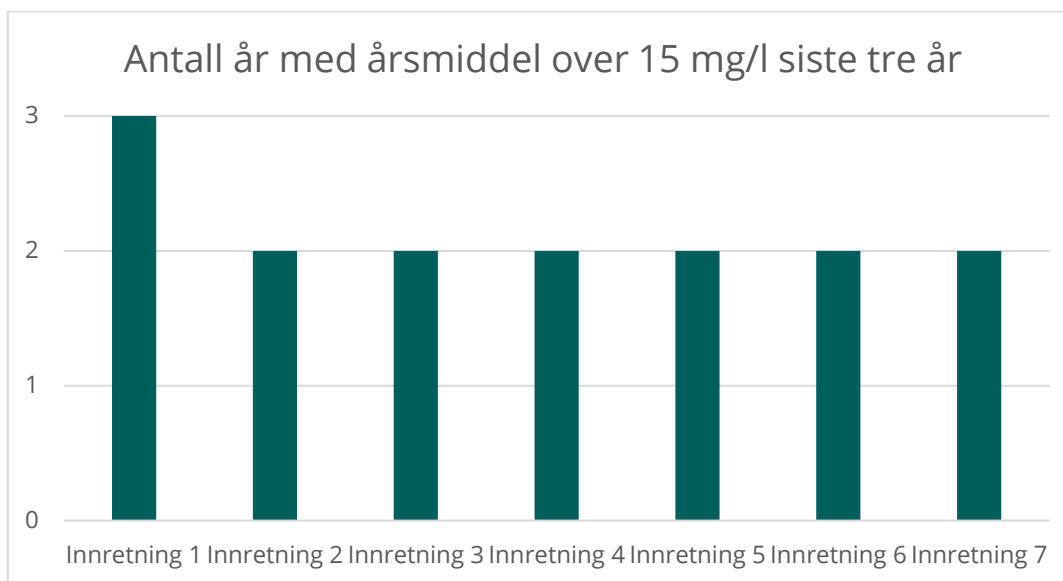
hovedstrategien for håndtering av det produserte vannet. Som vist i Figur 3, har 39 innretninger hatt månedsmiddelkonsentrasjoner av dispergert olje over 15 mg/l i sitt utslipp av produsert vann en eller flere ganger i løpet av de siste 3 årene. 28 av disse har overskredet denne grensen mer enn 5 ganger i løpet av disse årene og 19 har vært over denne grensen mer enn 10 ganger.



Figur 3. Antall måneder hvor veid gjennomsnitt for en kalendermåned har overskredet 15 mg/l olje i produsert vann i 2021- 2023 mer enn én gang i perioden. Innretninger som har oppgitt at reinjeksjon er hovedstrategi for håndtering av produsert vann er ikke inkludert i oversikten. Innretninger med en forventet restlevetid kortere enn 2030 er ikke inkludert.

Ved å se på gjennomsnittet i løpet av disse årene, for å ta høyde for årlige variasjoner, så overskrider i snitt 21 felt 15 mg/l som månedsmiddel én eller flere måneder per år. 14 av disse har igjen overskredet 15 mg/l mer enn 6 ganger per år.

Figur 4 viser antall år hvor veid gjennomsnitt for et kalenderår har overskredet 15 mg/l olje i produsert vann de siste tre årene. Sammenlignet med Figur 3 er det en betydelig reduksjon i antall innretninger som overskrider 15 mg/l som veid gjennomsnitt når midlingstiden endres fra kalendermåned til kalenderår. Totalt 23 innretninger har overskredet 15 mg/l som veid gjennomsnitt for ett kalenderår én eller flere ganger de siste tre årene. Av disse er det 11 innretninger som oppgir at reinjeksjon av produsert vann er hovedstrategien for håndtering. Det er ni innretninger som har rapportert høyere årsmiddelkonsentrasjon enn 15 mg/l hvert år de siste tre årene. Blant disse er det er syv innretninger som oppgir at reinjeksjon er hovedstrategi for håndtering av produsert vann. Det er verdt å merke seg at Figur 4 kun angir hvor mange ganger årsmiddelet har vært høyere enn 15 mg/l de siste tre årene, og gir ingen indikasjon på hvor mye over 15 mg/l årsgjennomsnittene har vært.



Figur 4. Antall år hvor veid gjennomsnitt for et kalenderår har overskredet 15 mg/l olje i produsert vann i 2021, 2022 og 2023 mer enn én gang i perioden. Innretninger som har oppgitt at reinjeksjon er hovedstrategi for håndtering av produsert vann og innretninger med en forventet restlevetid kortere enn 2030 er ikke inkludert.

3.2 Forventet framtidig utvikling (nullalternativet) og forutsetninger for beregningene

Vi forventer at olje- og gassutvinningen fortsetter i all hovedsak som før ut analyseperioden. Analyseperioden vi legger til grunn er fra 2025 til 2038, som tilsvarer gjennomsnittlig rapportert resterende levetid for innretningene som er inkludert i analysen. Hvor mange som inkluderes kommer vi tilbake til nedenfor. Ettersom det er årlige svingninger i utslippet av produsert vann og mye usikkerhet knyttet til fremtidig produksjon, har vi som en forenkling lagt til grunn at feltene vil ha utslipp framover tilsvarende gjennomsnittet av de tre siste årene (2021-2023).

Det finnes flere ulike prognoser for utvikling i aktiviteten på sokkelen framover. Sokkeldirektoratet publiserer blant annet ulike mulighetsbilder for produksjonsutviklingen fra 2022-2050¹⁴. Dette innebærer ulike scenarioer som i sum alle anslår at aktiviteten på sokkelen vil reduseres fram mot 2050, men i mindre grad fram til 2038. Det har vært relativt uforandret aktivitetsnivå de siste 20 årene, til tross for at det også tidligere har blitt antatt at aktiviteten ville falle. Ettersom det per i dag heller ikke er vedtatt en eksplisitt nedtrapping

¹⁴ [Sokkeldirektoratet: Framtidig produksjon og inntekter.](#)

av aktiviteten, mener vi at å legge til grunn en flat utvikling gir et greit estimat, med tanke på den store usikkerheten det er knyttet til slike framskrivninger.

Siden de gjeldende utslippsgrensene i aktivitetsforskriften § 60 ikke gir sterke insentiver til å redusere utslippene, legger vi til grunn at gjennomsnittskonsentrasjon av dispergert olje i produsert vann også vil holde seg uforandret på dagens nivå, det vil si i området 11–13 mg/l for sokkelen som helhet¹⁵.

Med dette grunnlaget forutsetter vi, slik som vist i Figur 3 ovenfor, at det vil være 21 felt som fortsetter å overskride 15 mg/l i månedssnitt minst én gang i året i nullalternativet dersom det ikke gjennomføres tiltak. Det betyr at innretninger med kun én overskridelse i perioden 2021-2023 ikke er med i analysen, ettersom de i snitt vil ha nærmere null enn én overskridelse per år. Av de 21 innretningene har 4 innretninger oppgitt levetid til 2030 eller tidligere og ekskluderes fra analysen. I tillegg er det tre innretninger som enten alt har gjennomført investeringer eller vedtatt investert i renseløsninger som gjør at de i fremtiden antas å ville klare månedsmiddel under 15 mg/l. Disse ekskluderes også i analysen. Dermed tar vi utgangspunkt i de resterende 14 innretningene i vår framskrivning for hvor mange innretninger som vil måtte gjennomføre tiltak for ikke å overskride en grense på månedsmiddel under 15 mg/l. Av disse er det 7 felt som har overskredet 15 mg/l i årsgjennomsnitt mer enn én gang i løpet av de siste 3 årene, jf. figur 4, noe vi dermed legger til grunn at vil være tilfellet ut analyseperioden.

Vi understreker at en rekke forhold bidrar til usikkerhet i prognosene for framtidig aktivitetsnivå og framtidige utslipp, herunder omfanget av nye utbygginger som måtte bli vedtatt, feltenes restlevetid, teknologisk utvikling, hvordan markedet for petroleumsprodukter utvikler seg og hvilken betydning framtidige endringer av rammebetingelser vil få for aktørene i bransjen.

3.3 Målformulering – hva vil vi oppnå?

Basert på utfordringene knyttet til utslipp av produsert vann og hvordan vi forventer at disse vil utvikle seg framover, ønsker vi å få redusert utslippene av dispergert olje fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Reduksjon av konsentrasjonsgrenser vil bidra både til lavere konsentrasjon rundt og i nærheten av innretningene med utslipp av produsert vann, i tillegg til å redusere de totale utslippene av dispergert olje.

¹⁵ Jf. rapporterte data i Footprint, ref. [044 – Offshore Norges anbefalte retningslinjer for Utslippsrapportering](#), i tråd med krav til rapportering gitt i styringsforskriften § 34.

4. Samfunnsøkonomiske vurderinger av endring i forskrift

4.1 Alternative tiltak

I henhold til aktivitetsforskriften § 60 skal produsert vann renses før utslipp til sjø, og ulike renseteknologier benyttes i dag på norsk sokkel for å oppnå både dette kravet og kravet til oljeinnhold i produsert vann som slippes til sjø.

De renseteknologiene som er i bruk på flest innretninger i dag er hydrosykloner og kompakte flotasjonsenheter (CFU). Ut over disse løsningene er det også i bruk sentrifuger, flotasjonsceller, C-tour, elektrostatiske væskeutskillere og filtere. Det finnes også andre teknologier som er tilgjengelige.

Plassmangel og vektbegrensninger blir ofte trukket frem som grunner for at ettermontering av nytt utstyr ikke lar seg gjøre på installasjoner i drift. Utvikling av nye teknologier som tar mindre plass og renseløsninger plassert på havbunnen kan på sikt være løsninger for eksisterende innretninger hvor det ellers ikke er mulig med ettermontering av nytt utstyr.

Forskriftsendring er, etter vårt syn, den beste måten å innskjerpe kravene til oljeinnhold i produsert vann på. I vurderingen av hvordan kravene mest hensiktsmessig kan utformes, har vi bl.a. lagt vekt på at kravene bør være så enkle og entydige som mulig, og at skal bidra til ønskede utslippsreduksjoner uten at operatørene påføres urimelige kostnader og ulemper og at det må være mulig å føre tilsyn med hvorvidt kravene etterleves.

Vi har ut fra dette valgt å fokusere på følgende problemstillinger som "variabler" i konsekvensutredningen:

- Hvor mye bør utslippsgrensene innskjerpes?
- Hvilke midlingstider bør fastsettes?

Våre vurderinger knyttet til disse problemstillingene refereres nedenfor. Vi skisserer deretter noen alternative måter å utforme kravene på og redegjør for hvor store utslippsreduksjoner som kan oppnås ved å velge hvert av disse alternativene og hvilke kostnader de vil påføre operatørene.

4.1.1 Hvor mye bør utslippsgrensene innskjerpes?

Som et utgangspunkt for å vurdere hvor mye utslippsgrensene kan skjerpes, har vi gått gjennom rapporterte utslippskonsentrasjoner for alle felt på norsk sokkel for de siste årene og kartlagt hvordan disse varierer. På de fleste felt på norsk sokkel har de gjennomsnittlige innrapporterte utslippene av dispergert olje i produsert vann ligget på under 15 mg/l som årsmiddel de siste årene. Vi har også lagt vekt på de føringene som gis i EUs BAT-retningslinjer for petroleumsvirksomheten, der 15 mg/l angis som en anbefalt utslippsgrense for eksisterende felt. Dette er en konsentrasjon som er oppnåelig for de aller fleste felt gjennom kontinuerlig fokus på god drift i separasjons- og renseanlegg.

På bakgrunn av dette vurderer vi at det er hensiktsmessig å utrede 15 mg/l som ny årsmiddelgrense, enten som eneste grense eller i kombinasjon med en videreført grense på 30 mg/l som månedsmiddel som omtalt nedenfor.

4.1.2 Hvilken midlingstid er hensiktsmessig?

Midlingstiden har stor betydning for hvor vanskelig det er å overholde et konsentrasjonskrav. Vi har derfor vurdert fordeler og ulemper ved forskjellige midlingstider, og om det bør fastsettes en eller flere konsentrasjonsgrenser med ulike midlingstider.

Vi vurderer det ikke som hensiktsmessig å fastsette grenser basert på timesmiddel eller døgnmiddel, ettersom konsentrasjonene av olje i produsertvannet periodevis vil kunne variere mye over kort tid. En grense med svært kort midlingstid ville eventuelt måtte fastsettes relativt høyt for å gi en viss fleksibilitet i driften, og miljøgevinsten ved dette vurderes som liten.

Både månedsmiddel- og årsmiddelgrenser kan imidlertid etter vår vurdering være aktuelle, og er derfor vurdert nærmere. Månedsmiddel vil gi mindre fleksibilitet for operatørene enn årsmiddel og føre til at flere innretninger vil måtte gjennomføre tiltak (gitt forutsetningen om lik produksjon i framtiden som i dag). Årsmiddel vil på sin side øke fleksibiliteten for operatørene ved at det vil tillate noe større svingninger i oljekonsentrasjonen, noe som reduserer antallet innretninger som vil ha behov for å gjennomføre tiltak. En årsmiddelgrense vi derfor i praksis gi rom for noe høyere utslipp over tid enn en månedsmiddelgrense.

På bakgrunn av dette har vi vurdert konsekvensene av to alternative innretninger for endring i aktivitetsforskriften § 60:

- Alternativ 1: Oljeinnholdet skal ikke overstige 15 mg/l som veid gjennomsnitt for en kalendermåned
- Alternativ 2: Oljeinnholdet skal ikke overstige 15 mg/l som veid gjennomsnitt for et kalenderår og 30 mg/l som veid gjennomsnitt for en kalendermåned

Vi anser ikke at det er noen prinsipielle hensyn knyttet til disse alternativene.

4.2 Metode og forutsetninger for beregninger av utslipp og kostnader

For beregningene vi har gjort, har vi, som nevnt over, lagt til grunn en analyseperiode fra 2025 til 2038. Vi har i analysen også forutsatt at investerings- og driftstiltak ikke blir gjennomført før i 2028. For enkelte innretninger har vi mottatt informasjon om at tiltaket tidligst kan gjennomføres senere enn dette. Da har vi lagt oppgitt årstall til grunn for beregningene.

Reduserte oljeutslipp

Vi har beregnet kvantitativt hvor mye mindre utslipp av olje til sjø de ulike alternativene medfører. Tilnærmingen vår har vært at vi først har sett på antall overskridelser for de ulike alternativene. Med det mener vi at har vurdert hvor mange felt som vil bli nødt til å gjennomføre tiltak for å etterleve konsentrasjonsgrensene som de ulike alternativene innebærer, og så har vi sett på konsentrasjonen de har i dag og hvor mye totale utslipp av olje til sjø de har. Deretter har vi vurdert hvor stor reduksjon i utslippene av olje som de ulike alternativene vil føre til.

Operatørene har sendt inn estimert konsentrasjon etter tiltak, men det er stor usikkerhet rundt disse. Flere har oppgitt konsentrasjonsgrenser etter tiltak som er høyere enn gjennomsnittet for de siste tre årene, noe som betyr at de ikke tror at de vil nå en grense på 15 mg/l selv med tiltakene de beskriver. Vi har vurdert at tiltakene som gjennomføres vil, som et minimum, sørge for at de vil etterleve en ny grense på 15 mg/l som et månedssnitt med mindre de eksplisitt har skrevet at ny konsentrasjon vil være lavere enn dette. Dette er en forenkling som er nødvendig for å kunne vurdere hvor mye oljeutslippene av de ulike alternativene reduseres.

For innretningene med gjennomsnitt gjennom året over 15 mg/l, har vi da altså lagt til grunn at de vil redusere utslippene ned til 15 mg/l som et snitt over året. Altså at reduksjonen på årlig basis er differansen mellom årsgjennomsnittet over de siste tre årene og 15 mg/l. Deretter har vi estimert hvor mye dette vil utgjøre i form av totale utslipp av olje fra innretningen gjennom året. For innretninger som overskrider 15 mg/l kun for enkelte måneder gjennom året, og har et lavere årssnitt enn 15 mg/l, er det mer krevende å beregne utslippsreduksjonene. Det varierer mellom innretningene hvor mange måneder det er snakk om, i tillegg til hvor høyt over 15 mg/l de var den aktuelle måneden. Vi har derfor lagt skjønnsmessig til grunn at disse innretningene vil redusere utslippene av olje med 5 prosent.

Når det gjelder virkningene som følger av de estimerte reduserte oljeutslippene, har vi gjort kvalitative vurderinger. Dette skyldes bl.a. manglende kunnskap og at det ikke har vært mulig å isolere ut enkelte virkninger for å gi kvantitative anslag av nyttevirkningene.

Kostnadsberegning

De største negative virkningene vil være kostnadene ved å gjennomføre investerings- og/eller driftstiltak for aktørene på norsk sokkel. For å beregne kostnader for de ulike alternativene har vi brukt innsendt informasjon fra operatørene. Vi spurte hvilke drifts- og/eller investerings tiltak som må gjennomføres for at operatørene skal kunne etterkomme en konsentrasjonsgrense på 15 mg/l som månedsmiddel.

Dersom det er foreslått er flere forskjellige tiltak som kanskje vil sikre et månedssnitt under 15, er minimumsestimatet satt til billigste alternativ som det er gitt inntrykk av at kan ha en tilstrekkelig effekt på utslippene. Operatørene rapporterer om usikkerheten som ligger i dette og det er ikke gitt at enkelttiltak/alle tiltak vil innebære overholdelse av krav på 15 mg/l i måneden. Dette kommer vi nærmere tilbake til i kap. 0 om usikkerhet nedenfor.

I kostnadsberegningen er det regnet ut netto nåverdi av investeringskostnad og tilhørende driftskostnad, som vi har oppgitt i et intervall på bakgrunn i minimums- og maksimumsestimatene fra operatørene. Kalkulasjonsrenten som er brukt er 7 prosent.¹⁶ Kostnadene er beregnet ut analyseperioden (til 2038).

Året for investeringskostnad er satt til det året som operatørene for "når tiltaket kan gjennomføres". Det er mange som oppgir samme år som neste revisjonsstans. Dersom det ikke er oppgitt årstall for når tiltaket kan gjennomføres, er neste revisjonsstans brukt. For kostnader ved eventuelle driftstiltak, har vi lagt til grunn at tiltakene vil kunne gjennomføres fra ikrafttredelse av forskriften.

4.3 Positive og negative virkninger av de ulike tiltakene

For de ulike virkningene av de to alternativene vi vurderer opp mot nullalternativet, har vi tatt utgangspunkt i innsendt informasjon fra operatørene, rapporterte data i Footprint og relevant litteratur.

I beregningene våre har vi, som beskrevet i kap. 3.2, inkludert innretninger som har overskredet 15 mg/l for en kalendermåned mer enn én gang innenfor de siste tre årene, mens innretninger med reinjeksjon, innretninger med kort restlevetid og innretninger som allerede har vedtatt investeringer i ny renseløsning er holdt utenfor. Vårt utgangspunkt er altså 14 innretninger som vil kunne ha problemer med å nå en grense på 15 mg/l basert på månedsmiddel, inkludert 7 innretninger som vil ha tilsvarende utfordring også på årsmidlet 15 mg/l.

Antall innretninger som må gjennomføre tiltak/investeringer er basert på statistikk for perioden 2021-2023. Det betyr ikke nødvendigvis at det vil være akkurat disse innretningene som faktisk vil måtte gjennomføre tiltak, men som vi beskrev i nullalternativet antar vi lik produksjon ut analyseperioden. Vi anser denne tilnærmingen å være det mest realistiske vi kan forutsette, gitt informasjonen vi har i dag.

4.3.1 Positive virkninger

Reduserte utslipp av olje

Sammenlignet med nullalternativet, har vi estimert at alternativ 1 vil redusere totale oljeutslipp med 76 tonn olje årlig. Til sammenligning vil alternativ 2, med de forutsetningene som er lagt til grunn, redusere dette med 33 tonn. Det er betydelige usikkerheter ved disse beregningene, noe vi kommer tilbake til nedenfor.

¹⁶ [Sektorveileder i samfunnsøkonomiske analyser for petroleumssektoren \(2018\).](#)

Virkninger som følge av reduserte oljeutslipp

Det er krevende å si noe eksakt om hvilke virkninger en reduksjon av oljeutslipp til sjø fra feltene vil bety for miljøet. Det er usikkerhet knyttet til årsakssammenhenger og fremtidige hendelser. Effekten av produsert vann i et bestemt miljø avhenger av den fysiske, kjemiske og biologiske sammensetningen av det aktuelle miljøet.¹⁷ Både de organiske og uorganiske forbindelsene i produsert vann, har høyere toksisitet sammenlignet med råolje. Utslipp av disse giftige forbindelsene til vannmiljøet utgjør en trussel mot livet i vann og vil også kunne påvirke næringsinteresser negativt ettersom miljøets naturlige tilstand endres. Ved å redusere utslipp av dispergert olje enten gjennom rensiltak eller økt injeksjon vil også utslipp av de stoffene som utgjør størst miljømessig bekymring, slik som aromatiske hydrokarboner og noen alkylfenoler, kunne reduseres.

Økosystemtjenestetilnærmingen

Alle tiltak som påvirker miljøet på en eller annen måte vil på ulikt vis føre til endret nytte og kostnader for samfunnet. NOU 2013: 10 *Naturens goder – om verdien av økosystemtjenester* viser til begrepet total samfunnsøkonomisk verdi som er betegnelsen på verdien for samfunnet av en endring i kvalitet eller mengden av et miljøgode eller en økosystemtjeneste.

Økosystemtjenester er goder og tjenester vi får fra naturen, og som bidrar til menneskers velferd, både direkte og indirekte. De deles ofte inn i fire kategorier som vist i figuren under.

¹⁷ [Hedar og Budiyo \(2018\): Pollution Impact and Alternative Treatment for Produced water.](#)



Figur 5 Hovedkategorier av norske økosystemtjenester (DFØ-veileder / NOU 2013: 10 (fig. 5.2))

Total samfunnsøkonomisk verdi, som omtalt over, inkluderer direkte bruksverdier (f.eks. forsynende tjenester), opsjonsverdier (at man kan benytte seg av disse økosystemtjenestene i framtida) og ikke-bruksverdier. Disse inkluderer både eksistensverdier (tilfredshet over at noe eksisterer), arveverdier (en tilfredshet over at fremtidige generasjoner vil ha tilgang til økosystemtjenester) og altruistisk verdi (en verdi ved å tenke på at andre mennesker vil ha tilgang til økosystemtjenestene).

Med bakgrunn i dette har vi ved hjelp av et årsaks-virkningsdiagram¹⁸ gitt en oversikt over hvilke økosystemtjenester som forventes å bli påvirket positivt av reduserte konsentrasjoner av oljeinnhold i vann og av reduserte oljeutslipp. Disse virkningene gjelder både alternativ 1 og 2, men med noe ulikt omfang.

¹⁸ DFØ anbefaler i sin [veileder i samfunnsøkonomiske analyser](#) å bruke et slikt diagram for å identifisere relevante virkninger.



Figur 6 Årsaks- og virkningsdiagram knyttet til påvirkning på økosystemtjenester

Vi redegjør nedenfor nærmere for virkningene gitt i diagrammet nedenfor. Vi understreker at årsaks- og virkningsdiagrammet bare beskriver positive virkninger. De negative virkningene som følge av skjerpede krav kommer vi tilbake til nedenfor.

Ikke-bruksverdier og naturarv

Naturmangfoldet i havet er en ikke-bruksverdi som er viktig for mange mennesker. Det er potensial for at Norges befolkning er opptatt av å ivareta naturmangfoldet i havet, kanskje spesielt de som bor langs kysten og lever av havet. Et rent hav har en nytteverdi for samfunnet. I sum kan mange ha en betalingsvillighet for å ivareta naturmangfoldet i havet og unngå miljøskade.

Betydningen av redusert forurensing i form av oljeutslippene fra produsert vann for havområdene er svært usikker. Det er også forskjell for de tre havområdene, hvor Nordsjøen står overfor det største presset fra forurensning, både fra driftsutslipp fra petroleumsnæringen og fra andre forurensningskilder. Den generelt negative utviklingen av tilstanden i havet, både i de norske havområdene, men også internasjonalt, fører til at det blir desto viktigere at negative påvirkninger begrenses. Når knappheten på havområder med god tilstand reduseres og havområdene blir mer og mer sårbare, vil også naturverdiene i havet kunne bli mer verdifulle framover, ettersom det blir mer og mer å betrakte som et knapphetsgode.

I sum mener vi at redusert forurensning vil føre til en positiv velferdsendring for begge alternativene, der den kan være noe større i alternativ 1 enn alternativ 2 siden reduksjonen i oljeutslipp er større.

Bruksverdier - Bevare sjømatressurser

På overordnet nivå vet vi at det er store fiskeriressurser i de samme havområdene som utvinning av olje finner sted, og som vil kunne ta skade av forurensningen fra utslippene av produsert vann. Det trengs mer forskning på miljøeffektene av oljeutslippene fra produsert

vann, men en litteraturgjennomgang av forskningen som er gjort¹⁹, trekker frem at bunnfisk over store deler av Nordsjøen har økt forekomst av såkalte DNA-addukter²⁰. Dette er skadelig for fisken og betyr at det er funnet miljøgifter som er kjemisk bundet til arvematerialet.²¹ Det er krevende å påvise at dette skyldes produsert vann alene, samtidig som vi vet at produsert vann er den største operative kilden til oljeforurensning til sjøs fra offshore petroleumsindustri. Forskerne mistenker at dette kan være en langtidseffekt av utslipp fra denne industrien, men påpeker også at det trengs mer kunnskap. Artikkelen peker også på at det er funnet påvisbare eksponeringer på fisk og muslinger flere kilometer nedstrøms fra produsert vann-utslippene, men biomarkører viser kun relativt milde akutte effekter. Redusert forurensning vil kunne føre til en usikker, men positiv velferdsendring ved begge alternativer. Som for ikke-bruksverdier er det ikke mulig å si noe om størrelsen på denne effekten.

Fremtidig bruk av kjente og ukjente økosystemtjenester

En innstramming av konsentrasjonsgrensen vil føre til mindre oljeforurensning i havet. På denne måten vil vi i økende grad ta vare på verdier, også de vi ikke har kunnskap om i dag, eller som i dag ikke brukes. Sammenlignet med på land er det spesielt mye i havet vi ikke kjenner til. Ny informasjon vil kunne bli tilgjengelig gjennom teknologisk utvikling og/eller forskning, slik at økosystemene kan brukes på måter vi ikke kjenner til i dag, eller nye økosystemtjenester kan bli oppdaget innenfor et område. Slike verdier kalles opsjonsverdier.

Samlet belastning og føre var

Som nevnt understrekes det også i forskningslitteraturen at det er manglende kunnskap om effektene på miljøet fra utslipp av produsert vann. Dermed er et føre-var-perspektiv også svært relevant å ta med seg inn i betraktningen rundt regulering av disse utslippene.

De ulike havområdene, og da særlig Nordsjøen, har til dels mye forurensning og tilstanden forverres stadig. Det er forurensning både fra norske utslipp, men tilstanden påvirkes også av utslipp fra andre land. Den samlede belastningen må kunne vurderes til å være relativt stor. Dermed er det viktig å få redusert den negative påvirkningen som finner sted. Ettersom utslipp av dispergert olje fra produsert vann, som nevnt, er det største utslippet av olje under normal drift, vil en reduksjon av dette utslippet ha betydning for tilstanden i havet.

¹⁹ [Beyer et. al.: Environmental effects of offshore produced water discharges: A review focused on the Norwegian continental shelf \(2020\)](#)

²⁰ SNL.no: DNA-addukter er stoffer som er bundet til DNA-molekylet og som hindrer at DNA-molekylet kan kopiere seg selv nøyaktig gjennom DNA-replikasjon. Det gir dermed opphav til mutasjoner.

²¹ [NIVA: Miljøvirkninger av produsert vann-utslipp fra offshore petroleumsindustri.](#)

Samlet vurdering

Det er ikke mulig å isolere ut effektene av redusert forurensning og videre eventuell velferdsendring for de ulike økosystemtjenestene. Det er likevel grunn til å si at redusert forurensning vil gi en økt nytte for økosystemtjenester, og at denne effekten vil være større ved alternativ 1 enn alternativ 2. Hvor stor denne nytteeffekten vil være har vi ikke grunnlag for å si.

4.3.2 Negative virkninger

Kostnader

De beregnede kostnadene ved de ulike alternativene, som følger av metodikken beskrevet over, er hhv. 0,7 – 3,4 mrd. kr. for alternativ 1 (månedssnitt) og 0,4 – 1,7 mrd. kr. for alternativ 2 (årssnitt). Vi ba operatørene, der det var hensiktsmessig, å inkludere minimums- og maksimumsestimater på investerings- og driftskostnader, og kostnadsintervallet er basert på disse estimatene.²²

Bruk av kjemikalier

Et driftstiltak for å redusere konsentrasjonen av olje i produsert vann, og som de fleste av operatørene har pekt på, er å øke bruken av kjemikalier, hvorav mange kan ha helse- og miljøskadelige egenskaper. Reduksjonen i konsentrasjonen av olje som oppnås er isolert sett en positiv virkning, men hvis mer helse- og miljøskadelig stoffer tas i bruk og slippes ut, vil dette samlet sett kunne medføre økt miljøpåvirkning. For å forhindre slike uønskede negative virkninger er det viktig at operatørene gjør helhetlige miljøvurderinger og ikke utelukkende fokuserer på å redusere oljekonsentrasjonen i produsert vannet som slippes ut.

Energibehov og utslipp til luft

Reinjeksjon krever kraft for å drive injeksjonspumper. Ulike renseløsninger kan også medføre økt kraftbehov. Selv om flere felter elektrifiseres drives fortsatt de fleste innretninger på norsk sokkel med gasskraft. Økt energibehov for å redusere oljeutslipp vil derfor kunne medføre økte utslipp til luft av CO₂ og NO_x.

4.4 Sammenstillingstabell

Tabell 1 nedenfor gir en oversikt over de viktigste konsekvensene slik de er presentert over.

²² Dette betyr at lavt estimat for driftstiltakene som følger av investeringskostnaden, er kombinert med lavt estimat på investeringskostnad, og motsatt for de høye estimatene. Dersom det kun er foreslått driftsendring som ikke krever investeringer i lavt prisestimat, er dette brukt alene (altså at total minimumskostnad kun er driftskostnadene), og tilsvarende hvis det kun er investeringstiltak som er antatt å være tilstrekkelig for å nå en grense på 15 mg/l.

	Nullalternativet	Alternativ 1 (månedssnitt)	Alternativ 2 (årssnitt)
<i>Positive virkninger</i>			
Mindre belastning på miljøet, gjennom	0	Liten positiv	Liten positiv
• Reduserte oljeutslipp		76 tonn	33 tonn
<i>Negative virkninger</i>			
Kostnader	0	0,7 – 3,4 mrd. kr.	0,4 – 1,7 mrd. kr

Tabell 1 Sammenstilling av de viktigste konsekvensene.

I hovedsak vil en reduksjon av tillatt konsentrasjon av olje i produsert vann, bidra til mindre belastning på miljøet gjennom at de totale oljeutslippene reduseres, i tillegg til at konsentrasjonen ved og rundt oljeinnretningene vil reduseres. På nyttesiden er det vanskelig å skille mellom alternativ 1 og alternativ 2, utover at utslippsreduksjonen er 43 tonn mindre for alternativ 2 enn 1, men vi klarer ikke konkretisere hva dette betyr for miljøet.

Når det gjelder kostnadssiden er det derimot relativt store forskjeller mellom de to alternativene. Det er estimert at de totale kostnadene for de to alternativene vil være mellom 0,7 og 3,4 mrd. kr. for alternativ 1, mens de vil være betydelig lavere for alternativ 2, mellom 0,4 og 1,7 mrd. kr. over analyseperioden.

4.5 Usikkerheter

Det er store usikkerheter, både på nytte- og kostnadssiden i vurderingen av konsekvenser. Når det gjelder nyttesiden, er det krevende å trekke slutninger om årsakssammenhenger mellom reduserte utslipp og eventuelle endringer i miljøtilstanden i havet. Det er manglende kunnskap om både korttids- og langtidseffektene av oljeutslippet med produsert vann.

På kostnadssiden har vi basert oss på informasjon vi har mottatt fra operatørene. De har understreket at de har måttet gjøre en rekke forenklinger for å estimere kostnadstallene de har gitt oss. For eksempel er det for flere av operatørene ikke tatt hensyn til eventuelle plassmangler som eksisterer på de ulike innretningene. Det betyr at det ikke er sikkert at et tiltak som er skissert for en innretning i det hele tatt vil være mulig å gjennomføre.

Operatørene understreker at estimatene de har gitt er svært grove og har betydelig usikkerhet heftet ved seg.

Basert på informasjonen vi har mottatt, har vi dessuten vært nødt til å gjøre ytterligere forenklinger for å komme fram til konkrete anslag. Det er for eksempel usikkert om det er de som har hatt overskridelser de siste tre årene som faktisk vil måtte gjøre tiltak, noe vi har lagt til grunn i analysen. Det er også usikre effekter av tiltakene som operatørene har beskrevet, dvs. hvorvidt disse vil være tilstrekkelige til at et krav til 15 mg/l på enten måneds- og årsbasis kan overholdes.

Når det gjelder utvalget av innretninger som er inkludert i analysen, er dette også en usikker faktor. Vi har for eksempel ekskludert innretninger som har innrapportert levetid til 2030 og kortere. Samtidig vet vi av erfaring at det ikke er uvanlig at innretningene får innvilget lengre levetid. Dette kan tilsi at kostnadene er underestimert, da innretninger som ikke er med i analysen, vil kunne måtte gjennomføre tiltak som ikke inngår i vårt beregningsgrunnlag.

Det er, relativt sett, mindre usikkerhet knyttet til om en årsmiddelgrense enn en månedsmiddelgrense vil kunne overholdes. Dette har sammenheng med at det skal mindre til før en uforutsett hendelse vil kunne medføre overskridelse av en månedsmiddelgrense, mens en slik hendelse ikke nødvendigvis vil påvirke årsmiddelverdien i nevneverdig grad.

Ellers varierer innretningene mye med tanke på hvor store utslipp de har av olje i produsert vann. For en innretning som har høye utslipp i absolutte tall i tillegg til mange overskridelser på månedssnitt, vil utslippsreduksjonene som kan oppnås være betydelig større enn for en innretning med lave utslipp av olje og få måneder med overskridelser i løpet av et år. Vi har, som beskrevet ovenfor, lagt til grunn en reduksjon av oljeutslippene for disse innretningene på 5 prosent, noe som er en svært usikker forutsetning.

Det vil også kunne være noe usikkerheter knyttet til utsatt produksjon ved gjennomføring av tiltak som kan medføre revisjonsstans. Samtidig er det kun én av innretningene som har vært med i analysen som har rapportert merkostnader som følge av forlenget revisjonsstans, og flertallet av innretningene har ikke rapportert om at eventuelle tiltak vil medføre *forlenget* revisjonsstans for de tiltakene de har skissert.

Vi har ikke inkludert vurderinger rundt hvordan de eventuelle økte kostnadene for enkelte innretninger vil påvirke fremtidig produksjon og ressursutnyttelse for de ulike feltene. Det inkluderer også tie-ins, ettersom vi ikke har mulighet til å si noe om hvor og når dette eventuelt vil skje.

5. Anbefaling

Valg av alternativ

Miljødirektoratet anbefaler alternativ 2. Det innebærer at det i aktivitetsforskriften § 60 tas inn en ny årsmiddelgrense på 15 mg/l for dispergert olje i produsert vann som slippes ut i tillegg til at månedsmiddelgrensen på 30 mg/l opprettholdes. Anbefalingen er basert på en

helhetlig vurdering av informasjonen vi har innhentet i forbindelse med denne konsekvensutredningen, innspill vi har mottatt fra aktørene i bransjen, annen tilgjengelig informasjon i rapporter og utredninger og vår generelle kjennskap til relevante tekniske, økonomiske og miljømessige forhold innenfor oppstrøms petroleumsutvinning.

Forskjellene på nyttesiden mellom alternativ 1 og 2 er, slik vi vurderer det, av en mindre størrelse enn forskjellene i kostnader mellom de to alternativene. Kostnadene er sannsynligvis betydelig høyere for alternativ 1 enn for alternativ 2, noe som gjør at vi rangerer alternativ 2 over alternativ 1.

Samtidig er det ikke mulig å fastslå med sikkerhet om noen av alternativene kan defineres som samfunnsøkonomisk lønnsom eller ulønnsom. Virkningene, både på nytte- og kostnadssiden, er svært usikre, men samtidig basert på den beste informasjonen vi har tilgjengelig. Selv om det ikke er grunnlag for å gi en entydig konklusjon om samfunnsøkonomisk lønnsomhet, lander Miljødirektoratet likevel på en anbefaling om en innskjerping av konsentrasjonsgrensen slik det er definert i alternativ 2.

En viktig del av vurderingen er at en innskjerping av konsentrasjonsgrensene vil være med å bidra til å nå både nasjonale målsettinger og internasjonale forpliktelser, herunder nullutslippsmålet, OSPARs mål om å forhindre og eliminere oljeforurensning fra produsert vann og EUs retningslinjer for beste tilgjengelige teknikker. Samtidig er føre-var-prinsippet og samla belastning viktige momenter inn i anbefalingen vår. Selv om vi har manglende kunnskap om effektene av dispergert olje i utslippene av produsert vann, betyr ikke dette nødvendigvis at det ikke er relevante negative konsekvenser. Når vi i tillegg vet at den samla belastningen, særlig i Nordsjøen, er stadig økende, mener vi det er et godt grunnlag for å gi den anbefalingen vi gjør.

Anbefaling om ikrafttredelse

Den nye utslippsgrensen vil kunne medføre at det må iverksettes utslippsreducerende tiltak på enkelte felt. For mange av innretningene vil det dermed ikke være mulig å redusere oljeinnholdet i produsert vann innen 1. januar 2025.

Som nevnt over har vi brukt 1. januar 2028 som et utgangspunkt for beregning av kostnader i konsekvensvurderingen, og vi ser det som hensiktsmessig at den nye utslippsgrensen gjøres gjeldende fra samme tidspunkt. I vurderingen har vi lagt vekt på at det i enkelte tilfeller kan være nødvendig å gjøre tiltak under revisjonsstans, og at en treårsperiode bør være tilstrekkelig til å planlegge for dette, slik at nødvendige tiltak kan gjennomføres på en kostnadseffektiv måte.

6. Forutsetninger for vellykket gjennomføring

Det må være praktisk mulig for operatørene å overholde de nye kravene innen ikrafttredelsestidspunktet

Felt med høyere utslipp enn 15 mg/l som årsmiddel per i dag vil kunne få problemer med å tilpasse seg et innskjerpet konsentrasjonskrav på kort sikt. Som omtalt ovenfor, mener vi at en utsatt ikrafttredelse til 1. januar 2028 er hensiktsmessig for å gi rom for å gjennomføre nødvendige tiltak på en kostnadseffektiv måte, om nødvendig innenfor planlagte revisjonsstanser.

De nye kravene må ses i sammenheng med eksisterende og eventuelle nye krav i operatørenes tillatelser

Den nye foreslåtte utslippsgrensen på 15 mg/l som årsmiddel vil ikke nødvendigvis alene utløse tiltak som reduserer de samlede utslippene av dispergert olje vesentlig. Dette kan for eksempel være tilfellet på felt som slipper ut store mengder produsert vann med moderate konsentrasjoner av dispergert olje.

På bakgrunn av dette, og med utgangspunkt i at de samlede utslippene av dispergert olje fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel etter Miljødirektoratets vurdering bør reduseres, vil vi parallelt med innføringen av det nye kravet i forskriften vurdere å fastsette supplerende krav i tillatelsene til de feltene som har de største utslippene, og ikke allerede har slike krav i tillatelsen. Slike krav kan f.eks. fastsettes som utslippsgrenser for dispergert olje i tonn per år.

De nye kravene må være entydige og kontrollerbare

Miljødirektoratet fører jevnlig tilsyn med at virksomheter overholder gjeldende krav i relevante forskrifter og tillatelser. For at tilsynsvirksomheten skal kunne utøves på en effektiv og rettferdig måte overfor operatørene, er det en forutsetning at kravene er så entydige som mulig og at de er lett kontrollerbare. Disse hensynene er etter Miljødirektoratets vurdering godt ivaretatt med de nye kravene til oljeinnhold i produsert vann som foreslås.



Tlf.: 73 58 05 00
post@miljodir.no
www.miljødirektoratet.no
Postboks 5672 Sluppen,
7485 Trondheim

Besøksadresse Trondheim:
Brattørkaia 15, 7010 Trondheim

Besøksadresse Oslo:
Grensesvingen 7, 0661 Oslo

Miljødirektoratet er et statlig forvaltningsorgan
underlagt Klima- og miljødepartementet.

Vi jobber for et rent og rikt miljø. Hoved-
oppgavene våre er å redusere klimagass-
utslipp, forvalte norsk natur og hindre
forurensning.