

**Energidepartementet**

Postboks 8148 Dep

0033 Oslo

Vår saksbehandler  
Lars Fredrik Bråten

Deres ref.

Vår ref. (bes oppgitt ved svar)  
Havtil 2024/1306/LFB

Dato  
26.11.2024

**Høringsvar - Metanforordningen - Forordning om reduksjon av metanutslipp i energisektoren av 13062024**

**Innledning**

Det vises til høringsbrev angående "REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942" heretter kalt «forordningen».

Forordningen omfatter aktiviteter innen myndighetsområdet til Havindustritilsynet (Havtil). Havtil, den gang Petroleumstilsynet (Ptil), gav svar til høring om forslag til forordningen 28.02.2022. Det vises til denne for generelle kommentarer (vedlagt).

Høringen av forordningen er ment å skulle danne grunnlag for Energidepartementets videre vurdering av forordningen i EØS-prosessen i tråd med utredningsinstruksens punkt 3-3.

Uttalelsen er gitt under forutsetning av at forordningen er EØS-relevant, at den er innenfor de materielle og geografiske rammene for EØS-avtalen, og gjelder også på norsk kontinentalsokkel.

I arbeidet med høringsvaret har det vært dialog og samarbeid med hhv Sokkeldirektoratet og Miljødirektoratet.

**Metanforordningen - rettslig plassering**

Formålet med forordningen er å redusere utslipp av metan i energisektoren og omfatter petroleumsvirksomhet. Forordningen vil ikke erstatte det gjeldende regelverk for petroleumsvirksomhet, men kommer i tillegg til det eksisterende

regelverket. Ansvar og plikter som følger av, eller i medhold av, petroleumsloven vil bestå, uavhengig av forordningen.

### **Havtils rolle**

Havtil er delegert myndighet til å fastsette regelverk, føre tilsyn og fatte enkeltvedtak i petroleumsvirksomheten til havs og på landanlegg<sup>1</sup>. Havtils oppfølging av petroleumsvirksomheten skal være systemorientert og risikobasert<sup>2</sup>.

Havtil, Miljødirektoratet, Sokkeldirektoratet samt flere andre tilsyn<sup>3</sup>, har tilstøtende ansvarsområder både på kontinentalsokkelen samt på landanleggene, jf. rammeforskriften § 67. Havtil koordinerer tilsynet med helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel og landanlegg<sup>4</sup>.

Det vises til vårt opprinnelige hørings svar.

### **Petroleumsvirksomhet – ansvar**

Ansvar for etterlevelse av regelverket i petroleumsvirksomhet er regulert i petroleumsloven § 10-6:

*«Rettighetshaver og andre som deltar i petroleumsvirksomhet som omfattes av denne lov, plikter å etterleve loven, forskrifter og enkeltvedtak gitt med hjemmel i loven gjennom iverksettelse av nødvendige systematiske tiltak»*

Ansvar for petroleumsvirksomhet er klar; Den som eier risikoen, eier også ansvaret for å håndtere den. Næringen er selv ansvarlig for at virksomheten drives forsvarlig, i samsvar med kravene i regelverket.

Havtils oppfølging skal komme i tillegg til, og ikke som erstatning for, den oppfølging av egen virksomhet som gjennomføres av næringen selv<sup>5</sup>.

### **Forurensning fra petroleumsvirksomhet.**

Forebygging av hendelser eller ulykker, inkludert hendelser som kan medføre akutt forurensning i petroleumsvirksomhet, hører inn under Havtils ansvarsområde.

---

<sup>1</sup> Kårstø, Kollnes, Sture, Tjeldbergodden, Mongstad, Nyhamna, samt Melkøya.

<sup>2</sup> Kronprinsregentens resolusjon av 19.12.2003 - Etablering av Petroleumstilsynet

<sup>3</sup> F.eks. Statens Helsetilsyn (Statsforvalteren i Rogaland) Mattilsynet, Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet.

<sup>4</sup> [Instruks om koordinering av tilsynet med helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, og på enkelte anlegg på land](#)

<sup>5</sup> Kronprinsregentens resolusjon av 19.12.2003 - Etablering av Petroleumstilsynet

Det vises til at det eksisterer et forbud mot forurensing, som omfatter utslipp av metan, etter forurensningsloven § 7. Dette vil gjelde uavhengig av forordningen, se vårt opprinnelige høringsvar.

### Metan

Forordningen regulerer kun utslipp av metan, jf. Art 1. Utslipp av metan vil, ut over de rent miljø-/klimamessige konsekvenser, også kunne utgjøre en sikkerhetsrisiko for mennesker og økonomiske verdier da gassen, blandet med luft, er lettantennelig og eksplosiv.

Majoriteten av et brønn-/reservoarinnhold vil være metan. Ved separasjon av olje og gass i et prosessanlegg, vil metanet i all hovedsak følge gassfasen.

Oljen er sammensatt av de tyngre hydrokarbonene og når denne blir videre stabilisert i prosessanlegget, vil flyktige gassmolekyler (som metan) frigjøres fra væsken og deretter blandes med gassen fra separasjonstrinnet.

Den ferdig prosesserte hydrokarbongassen inneholder typisk 80-95 % metan, mens oljen kun vil inneholde svært små mengder metan.

Ved kaldventilering (venting), frigjøres hydrokarbongass direkte til atmosfæren. Ved fakling, brennes hydrokarbongassen og omdannes til CO<sub>2</sub> (+vann). Fullstendig forbrenning av hydrokarbongassen kan være vanskelig å oppnå, særlig ved høye faklingsrater, dermed vil noe metan forbli uforbrent ved fakling og slippes til atmosfæren.

### Naturlig utsiving av metan på havbunnen

Sokkeldirektoratet og flere andre institusjoner har de senere år kartlagt naturlige utsiving av hydrokarboner på havbunnen<sup>6</sup>. Flere steder er det til dels store naturlige lekkasjer av naturgass fra grunnliggende reservoarer, hovedsakelig metangass. Denne utsivingen av gass skjer uavhengig av menneskelig aktivitet, og er flere steder dokumentert til å ha pågått i tusenvis av år.<sup>7 8 9</sup>

Dette fenomenet er ikke omtalt i forordningen. Med tanke på krav i forordningen til brønner (artikkel 18) er det viktig at omfanget av naturlig utsiving av metan på havbunnen er kjent.

Det vil være vanskelig å skille mellom naturlig utsiving av metan på havbunnen og utsiving fra en brønnlokasjon (permanent plugget og forlatt brønn). Så lenge det

---

<sup>6</sup> Se studier og publikasjoner fra Sokkeldirektoratet

<sup>7</sup> Cremiere et al., 2018: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.07.010>

<sup>8</sup> Argentino et al. 2021: <https://doi.org/10.1038/s41598-021-83542-0>

<sup>9</sup> Himmler et al., 2024: <https://doi.org/10.3389/feart.2024.1355621>

forekommer naturlig metanutsiving på havbunnen ansees det ikke som en lekkasje, såfremt det kan dokumenteres at dette er gass fra grunt liggende geologiske formasjoner eller ikke-produserbare reservoar.

Grunn gass utsiving fra en permanent plugget brønn vil kunne likestilles med naturlig utsiving, mens gass fra dypere lag vil ha et større potensiale til å skape alvorlig lekkasje da trykk og mengde gass er høyere enn fra grunn gass i grunne geologiske lag.

Det må av den grunn tas prøver av gassen for å kunne skille mellom grunn gass, og reservoar gass (tyngre komponenter) der det skal vurderes om metan lekkasjen har en effekt på klima.

### Rapportering

Etter petroleumsregelverket har operatør plikt til å sørge for koordinert og umiddelbar varsling til Havtil ved fare- og ulykkessituasjoner som har ført til, eller under ubetydelig endrede omstendigheter kunne ha ført til akutt forurensning etter forskrift om styring og opplysningsplikt i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg (styringsforskriften) § 29. Tilsvarende plikt følger av [Forskrift om varsling av akutt forurensning eller fare for akutt forurensning](#), hjemlet i forurensningsloven § 39.

### Pliktsubjekt i Forordningen

Det er nevnt flere ulike pliktsubjekt i forordningen. For petroleumsvirksomhet, og de artikler i forordningen som er omfattet av vårt høringsvar, synes 'operator' og 'undertaking' å være de mest relevante.

Begrepet 'operator' er definert i Art 2 (3):

*«means any natural or legal person who operates or controls an asset, or, where provided for under national law, to whom decisive economic power over the technical functioning of an asset has been delegated;»*

Begrepet 'operator' synes ikke å være direkte sammenfallende med det norske begrepet 'operatør' etter Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg (rammeforskriften) § 6 f., som definerer operatør slik: *«den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten»*.

I noen sammenhenger brukes begrepet 'undertaking' som er definert i Art 2 (23): *'a natural or legal person who carries out at least one of the following activities: oil or fossil gas exploration and production, fossil gas gathering and processing, or gas transmission, distribution and underground storage,'*

Det er noe uklart hvordan disse rollene skal forstås, og eventuelt hva de kan sammenlignes med i petroleumsregelverket ettersom 'operator' er knyttet til en 'asset', og 'control', mens 'undertaking' er knyttet utøvelsen av bestemte aktiviteter. Hvordan disse rollene står i forhold til hverandre er uklart.

I det følgende benyttes 'operator' eller 'undertaking' der det henvises til pliktsubjektet i forordningen for å skille dette fra 'operatør' etter petroleumsregelverket.

Det vil kunne få praktiske følger for oppfølgingen av forordningen dersom pliktsubjektet er et annet etter forordningen, enn etter det eksisterende petroleumsregelverket.

### **Article 1 – Subject matter and scope**

Ut fra ordlyden i artikkel 1 legges til grunn at forordningen, gitt EØS-relevans og geografisk anvendelse, vil omfatte all petroleumsvirksomhet i riket, samt på den norske kontinentalsokkelen, dvs både oppstrøm og nedstrømsaktivitet ihht Art 1 pkt 2.

Artikkel 1 er noe omarbeidet ifht det opprinnelige forslaget. Begrepet «upstream», som ble kommentert i vårt opprinnelige høringssvar, er ikke lenger en del av pkt a), og forordningen omfatter nå : «(a) *oil and fossil gas exploration and production, and fossil gas gathering and processing;*»

I tillegg er det presisert at forordningen gjelder "(b) inactive wells, temporarily plugged wells and permanently plugged and abandoned wells;", jf Art 18 samt "*natural gas transmission and distribution*", m.v. For øvrig vises til vårt opprinnelige høringssvar.

### **Article 2 – Definitions**

Det er en del endringer i artikkelen fra det opprinnelige forslaget. Dette er til dels presiseringer, og til dels et resultat av endret begrepsbruk for øvrig.

Våre kommentarer til definisjoner behandles i den enkelte artikkel de er brukt i forordningen.

### **Article 4 – Competent Authorities**

Det ser ikke ut til å være endringer av betydning i denne artikkelen.

Artikkelen etablerer en plikt til å utpeke en eller flere 'competent authorities' med ansvar for å overvåke og følge opp krav i forordningen.

Det vises til vårt opprinnelige hørings svar for en redegjørelse for utøvelse av myndighetsansvar på området.

### **Article 5 – Tasks of the competent authorities**

Første setning lyder: *“The competent authorities shall take the necessary measures to ensure compliance with the requirements set out in this Regulation.”*

Ut fra denne ordlyden kan synes som om forordningen bygger på et annet utgangspunkt for ansvarsfordeling mellom pliktsubjekt og myndighet enn petroleumsregelverket. Forordningen synes i all hovedsak å være basert på kontroll og godkjenning fra myndighetene. Dette vil berøres nærmere under de øvrige artikler

### **Article 6 – Inspections**

Artikkelen er noe utvidet i forhold til det opprinnelige forslaget.

I den grad metanforordningen skal følges opp av tilsynsmyndighetene i petroleumsvirksomheten er det viktig å være klar over utgangspunktet for den ordinære oppfølging etter petroleumsregelverket. Det kan bli utfordrende å følge opp to parallelle regelsett med forskjellig utgangspunkt for ansvar og dermed også tilsynsoppfølging. Det vises for øvrig til vårt opprinnelige hørings svar.

#### Art 6 pkt 1

Det er ikke direkte beskrevet, men ut av sammenhengen synes artikkelen å regulere ‘competent authorities’ plikt til inspeksjoner.

I punktet fastsettes et prinsipp om at ‘competent authorities’ skal foreta rutineinspeksjoner ‘for operators’. Overfor ‘undertakings’ skal det foretas ‘non-routine’ inspeksjoner.

#### Art 6 pkt 2

Første avsnitt definerer innholdet i inspeksjoner, og at det skal foretas ‘site checks or field audits’ der dette er relevant, sjekk av dokumentasjon og deteksjon og måling av metanutslipp.

Annet avsnitt fastsetter at ‘competent authorities’ på bakgrunn av rapport fra inspeksjoner som viser alvorlige brudd, skal utstede en ‘notice of remedial actions’ med frister som ‘operator’, eller ‘undertaking’ skal følge opp. Alternativt, etter tredje avsnitt, kan ‘competent authorities’ beslutte å instruere ‘operator’ å sende inn for godkjenning en tilsvarende plan.

Det synes som om 'competent authority' etter bestemmelsen skal gi den ansvarlige 'operator' eller 'undertaking' «ordre» om innholdet i kompenserende tiltak/hvordan avvik skal løses.

Plikten til å instruere eller godkjenne planer som legges på 'competent authorities' etter dette punktet representerer et brudd med gjeldende tilsyns- og forvaltningspraksis på området og kan forskyve ansvarsforhold. Dette vil utgjøre et betydelig og ressurskrevende arbeid for 'competent authorities'.

Hvis punktet kan tolkes som en plikt for myndighet til å gi pålegg, med tilhørende frist for retting er dette mer i tråd med oppfølging etter petroleumsregelverket.

#### Art 6 pkt 3

Det er satt en frist for den første rutineinspeksjonen og en plikt til å fastsette et program videre rutineinspeksjoner – basert på en risikovurdering. Perioden imellom slike rutineinspeksjoner skal ikke overstige 3 år, og der det har vært en 'serious breach', skal neste inspeksjon være innen 10 måneder.

Det kan antas at plikten til å utføre 'routine inspections' knytter seg til deler av den enkelte 'asset', ettersom det er angitt at frekvensen skal bestemmes i forhold til en vurdering av risiko på hver 'site'. Begrepet 'site' er definert slik i Art 2 (7)  
*"site' means a collection of components with some relation to one another as a subdivision of an asset;"*

#### Art 6 pkt 4

Punktet fastsetter en plikt for 'competent authorities' til å foreta 'non-routine' inspeksjoner. En slik plikt vil kunne utløses av flere faktorer, som en klage ihht Art 7, behov for sjekk av reparasjoner, eller undersøkelse av der unntak er gitt, ihht Art 14 pkt 5 mv.

#### Art 6 pkt 5

Inneholder en prosessbeskrivelse for utforming, innhold i og publisering av rapporter med funn og anbefalinger fra 'competent authorities'.

#### Art 6 pkt 6

Punktet fastsetter en plikt for 'operator' eller 'undertaking' til å rette avvik som fremgår av en rapport innen fristen satt av 'competent authorities'.

(Etter petroleumsregelverket vil en slik plikt foreligge, uavhengig av om regelverksbrudd er påvist i en rapport, eller om det er satt en frist fra Havtil, jf SF § 22.)

## **Article 8 – Verification activities and verification statement, Article 9 Independence and accreditation or authorisation of verifiers**

Det er foretatt enkelte endringer i artikkel 8 og 9, disse er i hovedsak presiseringer.

Det vises til vårt opprinnelige hørings svar.

## **Article 10 – Use and sharing of information**

Bestemmelsen pålegger 'competent authorities' og 'verifier' en plikt til å følge med på og vurdere informasjon om målemetoder, metoder for å beregne metanmengder, o.l.

## **Article 12 – Monitoring and reporting**

Artikkelen gjelder i stor grad kvantifisering, estimering og måling av utslipp, som det vil være naturlig for forurensningsmyndighetene å kommentere.

Artikkelen omhandler 'quantification' som er definert i Art 2 (20); "*activities to determine the quantity of methane emissions by means of direct measurements or, where direct measurements are not feasible, based on other methods such as simulation tools, and other detailed engineering calculations or a combination of such methods.*"

Det synes som om det skal mye til for å avvike fra bruk av «direct measurements». Dette kan medføre feil kvantifisering av metanutslipp, da det ikke er gitt at direkte måling er den beste metoden ved enhver anledning.

Innholdet i begrepet '*measurement and quantification of methane emissions*', vil være omfattet av fremtidig standardiseringsarbeid som nevnt i Art 32 pkt 1 litra (a).

## **Article 13 – General mitigation obligation**

Ihht artikkelen plikter 'operator' å sikre at metanutslipp unngås eller minimeres.

'Undertaking' er ikke nevnt i bestemmelsen eller pålagt ansvar. I den grad 'operator' er ment å ha en plikt til å se til at 'undertaking' også følger denne plikten, tilsvarende påse-plikt ihht rammeforskriften § 7, er dette ikke presisert.

Det vises til at det eksisterer et forbud mot forurensing etter forurensningsloven § 7. Dette vil gjelde uavhengig av forordningen, se vårt opprinnelige hørings svar.

## **Article 14 – Leak detection and repair**

### 'Repair'

Artikkelens tittel er «*Leak detection and repair*» (forkortet LDAR) og det er satt krav til at 'operator' skal reparere 'components' som slipper ut metan. Hva som ligger i



'repair' er imidlertid ikke definert. Det er f.eks ikke angitt om det reparerte skal være like robust som det var i utgangspunktet/designet for og det er ikke definert hvor lenge reparasjonen skal være ment å holde.

Det er noe veiledning å finne i Art 14 pkt 9 femte avsnitt som slår fast.

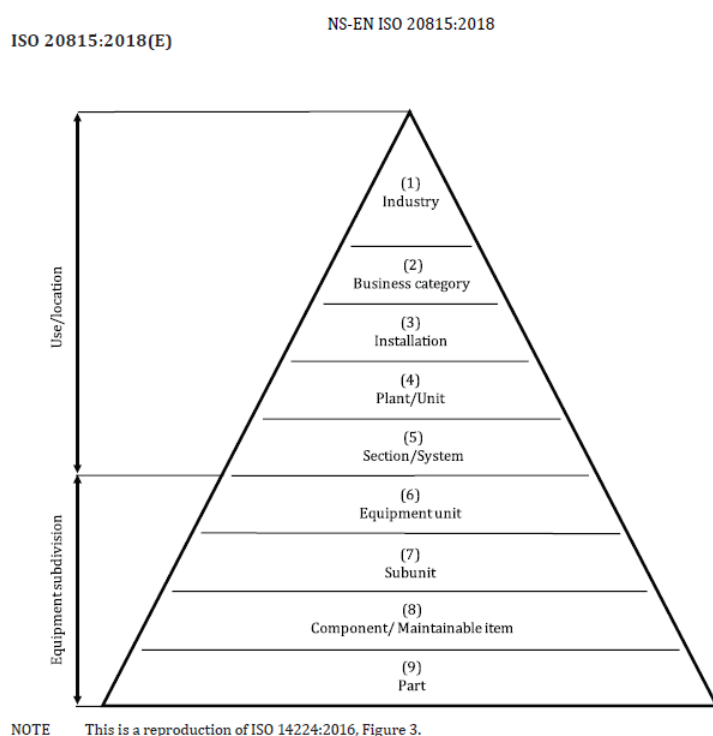
*"Repairs or replacements referred to in this paragraph shall use the best technologies that are commercially available and that provide long-term protection against future leaks."* På den annen side er ikke 'long term – protection' definert i forordningen.

Forordningen vil ikke erstatte petroleumsregelverket, de plikter og standarder som gjelder etter dette, vil måtte følges uavhengig av de løsninger forordningen åpner for.

### 'Component'

Forordningen knytter plikten til å reparere til 'component' i Art 14 pkt 8, som er definert slik i Art 2 (2): *'component' means any part or element of equipment used in oil, natural gas or coal installations or infrastructure, that has the potential to emit methane;*

Definisjonen er ikke sammenfallende med f.eks den som benyttes i ISO 14224:2016<sup>10</sup>, der en component er angitt som et nivå opp fra 'part', se illustrasjon:



<sup>10</sup> Veiledning til styringsforskriften § 19 om innsamling, bearbeiding og bruk av data, viser til ISO 14224 -2016 som en standard som bør brukes.

Forordningen synes å likestille nivå 8 og 9 i ovenstående oppdeling. Det kan få betydning for omfanget av inspeksjoner og rapportering.

### 'LDAR'

Art 14 bygger på utførelse av hhv type 1 og type 2 LDAR survey, som er definert i hhv art 2. (26) og (27). Disse to punktene er imidlertid identiske og gir ikke en nærmere veiledning på hva de ulike type surveyene skal bestå av.

Heller ikke Annex I, som det er vist til, gir en nærmere beskrivelse – ut over å angi ulik frekvens for de to typer 'surveys'.

Innholdet i begrepet '*LDAR surveys*' vil være omfattet av fremtidig standardiseringsarbeid som nevnt i Art 32 pkt 1 litra (b).

### Art 14 pkt 1

Etter første avsnitt skal 'operator' innen seks måneder sende et LDAR program til 'competent authority'. Andre avsnitt setter krav til innhold i et LDAR program.

Vi har ingen eksisterende krav om at slike program skal sendes til Havtil eller andre myndigheter. Vedlikeholdsprogram/system og resultater er imidlertid gjenstand for revisjoner.

Etter fjerde avsnitt kan 'competent authority', kreve endringer i det innsendte LDAR-programmet. Avsnittet kan forstås slik at det etableres en godkjenningsordning – der 'competent authority' skal revidere innsendte planer. Avsnittet kan også tolkes som en adgang til for 'competent authority' til å gi pålegg til 'operator'.

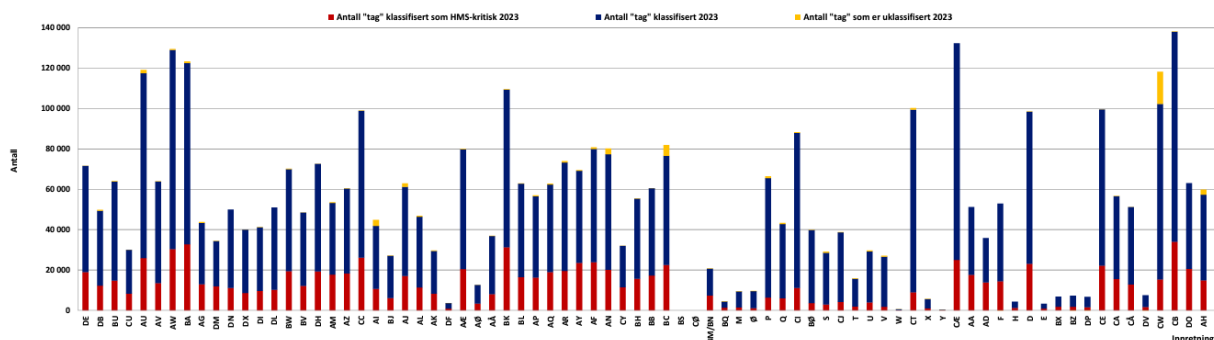
### Art 14 pkt 2

Her fastsettes en direkte plikt for 'operator' til å utføre en undersøkelse;  
*"Operators shall initiate the first type 2 LDAR survey of all components under their responsibility in accordance with the LDAR programme as soon as possible from 4 August 2024."*

(Dette vil komme i tillegg til det risikobaserte, vedlikeholds- og inspeksjonsregimet som følger av petroleumsregelverket.)

Plikten gjelder 'all components'. Dette kan bli omfattende. Følgende utsnitt fra RNNP 2023 (s. 146) viser omfanget av «components» på ulike innretninger:

RISIKONIVÅ – UTVIKLINGSTREKK 2023 NORSK SOKKEL  
HAVINDUSTRITILSYNET



**Figur 7-33 Merket og klassifisert utstyr for de permanent plasserte innretningene per 31.12.2023. To innretninger har ikke levert inn data**

Ikke enhver 'component' om bord på en innretning eller på et landanlegg vil være hydrokarbon/metanførende, men det antas at det gjelder rundt 15 – 20 % av samlede komponenter. Under enhver omstendighet er det et omfattende antall 'components' som skal sjekkes jevnlig på en rekke innretninger etter Art 14.

Det antas å kunne være svært utfordrende for 'operators' å skulle sjekke alle 'components' jevnlig. Det vil kreve kontinuerlig arbeid av flere inspektører.

#### Art 14 pkt 5

I punktet gjøres rede for mulighet for unntak i de tilfeller der mindre enn 1% av alle 'components' og 'subcomponents' lekker, og at det aggregerte metanutslippet utgjør mindre enn 0,08% av det totale gassvolumet.

Det vil være vanskelig å kunne ha oversikt over den prosentvise andel av 'components' – for noe så komplekst som en innretning eller landanlegg. Videre vil 0,08% av det totale gassvolumet på enkelte innretninger utgjøre en stor mengde gass. Denne angivelsen kan tyde på at regelverket er utarbeidet for vesentlig mindre produksjons- og prosessanlegg enn de som finnes i norsk petroleumsvirksomhet.

Begrepet 'subcomponents' er for øvrig ikke definert i Art 2.

### Art 14 pkt 6

Punktet angir hvordan LDAR surveys skal gjennomføres.

Etter litra c) kreves at det beste kommersielt tilgjengelige tekniske utstyret skal benyttes for undervanns offshore komponenter og komponenter under havbunnen. Det er ikke angitt en minstestandard og det vil kunne være vanskelig å etterleve og å føre tilsyn med en regel som tilsier at det skal byttes til nyere og bedre utstyr – så snart det er tilgjengelig.

### Art 14 pkt 8

Operator plikter å reparere, eller skifte ut alle komponenter som slipper ut metan ihht presisering i underpunkt (a) og (b). De angitte verdier er meget lave og fremstår også å omfatte såkalte diffuse lekkasjer. Slike utslipp skal unngås, også etter petroleumsregelverket.

De lave verdier som er satt i punktet kan tyde på at regelverket er utviklet med tanke på mindre anlegg uten kontinuerlig overvåking og/eller bemanning.

### Art 14 pkt 9

Det er krav om at 'operator' skal prioritere reparasjon eller utskifting av komponenter og påbegynne dette innen fem dager og være ferdig innen 30 dager. Der dette ikke er mulig, skal 'competent authorities' ha melding. 'Competent authorities' kan deretter pålegge 'operator' å endre reparasjonsplaner etter tredje avsnitt. Dette er en lite risikobasert tilnærming og svært ressurskrevende for alle involverte parter.

Etter fjerde avsnitt er operatør pålagt å prioritere «*repairs of larger leaks*». Denne prioriteringen kan ikke være absolutt – all den tid det kan tenkes at andre faktorer enn størrelse kan være avgjørende for sikkerheten. For eksempel vil et mindre utslipp i nærheten av en mulig tennkilde (varm eksos o.l.) måtte prioriteres fremfor et annet, større utslipp.

Avsnitt 6 definerer «*Safety, administrative and technical considerations*» - som kan få betydning ifht reparasjonsplikt m.v, jf i annet avsnitt, og angir hva som vil falle under denne kategorien. Beskrivelsen av hva det kan legges vekt på kan virke førende for operatørs prioriteringer.

Litra (b) angir at en årsak for å unnlate å reparere kan være at tiltak vil skape mer forurensning enn å la være – som er et rimelig utgangspunkt. Imidlertid er det i den sammenheng ikke sett hen til den sikkerhetsrisiko et metanutslipp kan utgjøre, slik det vil være krav til etter petroleumsregelverket.

Litra c) slår fast at dersom det er vanskelig å komme til 'components' kan dette tas i betraktning som grunnlag for at reparasjon/utskifting ikke utføres. Slike betraktninger vil ikke være relevante som grunnlag for unntak fra petroleumsregelverket.

Litra d) nevner manglende tilgang på deler. Det vil kunne medføre en sikkerhetsrisiko om manglende tilgang til deler skal kunne danne grunnlag for å ikke reparere - i det minste over lengre perioder.

#### Art 14 pkt 10

Også etter dette punktet skal 'competent authorities' involveres og orienteres om evt beslutning om å utsette reparasjon. I tillegg skal 'competent authorities' godkjenne beslutningen om å utsette med bakgrunn i «*Safety, administrative and technical considerations*». Dette vil representere betydelig ekstra ressursbruk for både operatør og 'competent authorities'.

#### Art 14 pkt 14

Hvert år skal 'operators' sende inn en oversikt over alle planer for reparasjon og overvåkning sammen med en rapport som oppsummerer alle LDAR undersøkelser som er fullført i løpet av året til 'competent authorities'.

En tilsvarende innsendingsplikt foreligger ikke etter petroleumsregelverket.

Andre avsnitt gir 'competent authorities' en mulighet til å be 'operator' om å forbedre rapporten eller reparasjons/overvåkingsplanene og synes å innebære en godkjenningsordning fra 'competent authorities'.

Det vil kreve omfattende ressurser å skulle gå gjennom en slik rapportering fra 'operators', og vil kreve riktig kompetanse og detaljkunnskap om anleggene det dreier seg om, for å kunne endre reparasjonsplaner m.v.

### **Article 15 – Restrictions on venting and flaring**

#### Art 15 pkt 1-3

Forordningens restriksjoner knyttet til kaldventilering og fakling synes å være i overensstemmelse med petroleumslovens § 4-4 (2): «*Brenning av petroleum utover det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner for normal drift er ikke tillatt med mindre departementet godkjenner dette*»

Forordningen åpner for unntaksvis ventilering/fakling der dette er nødvendig av sikkerhetshensyn, samt ved operasjoner der gjennomføring ikke er mulig uten. I disse tilfellene oppstår en rapporteringsplikt til 'competent authority' i henhold til Art 16.

Innholdet i begrepet 'equipment' som nevnt i Art 15 pkt 3 og pkt 5 vil være omfattet av fremtidig standardiseringsarbeid som nevnt i Art 32 pkt 1 litra (c).

#### Art 15 pkt 4

I dette punktet presiseres at fakling skal benyttes fremfor kaldventilering (venting). Vilkårene for når ventilering (venting) tillattes har blitt forandret siden forrige høringsrunde:

«... operators shall vent only where flaring is not technically feasible or risks endangering safety of operations or personnel.»

er endret til

«... operators shall vent only where flaring is not technically feasible due to lack of flammability or inability to sustain a flame, risks endangering safety of operations or personnel or where it would have a worse environmental impact in terms of emissions.»

På norsk sokkel har vi eksempler på enkle, ubemannede innretninger som kun er utstyrt med provisjoner for kaldventilering (venting), altså hvor fakling ikke et alternativ. I henhold til den gamle formuleringen, ville disse innretningene kunne omfattes av 'not technically feasible', hvilket ville bety at det er akseptabelt å kaldventilere. Den nye formuleringen synes å ytterligere begrense muligheten for å kaldventilere ved at 'technically feasible' er presisert.

Dersom punktet skal forstås slik at det på enklere innretninger ikke skal være mulighet til å kaldventilere, men at det må være mulighet for fakling ombord, vil dette medføre omfattende modifikasjoner. Dette vil følgelig også innføre flere komponenter på innretningen og dermed gjøre innretningen mer kompleks. Vedlikeholdsomfanget vil øke tilsvarende.

I ytterste konsekvens kan dette komme i konflikt med definisjonen av enklere innretninger ihht. innretningsforskriften § 6 «*innretningen skal utformes slik at behov for bemanning og antall besøk blir så lavt som mulig.*»

#### Art 15 pkt 6

Punktet setter ytterligere begrensninger for fakling, som skal kun skal finne sted om det ikke er mulig med re-injeksjon, bruk på stedet, lagring for senere bruk eller omsetning av metan på marked ikke er mulig, basert på andre enn økonomiske betraktninger. Operator skal som en del av rapportering etter Art 16 bevise for 'competent authorities' at vilkårene for fakling er tilstede i slike tilfeller.

Det vises for øvrig til vårt opprinnelige hørings svar.

Innholdet i begrepet 'equipment' som nevnt i Art 15 pkt 3 og pkt 5 vil være omfattet av fremtidig standardiseringsarbeid som nevnt i Art 32 pkt 1 litra (c).

## **Article 16 – Reporting of venting events and flaring events**

Operatørene plikter etter art 16 pkt 1 å rapportere om hendelser med kaldventilering og fakling som følger av nødsituasjon eller grunnet feil, eller enkelthendelser med varighet over spesifiserte grenser. I tillegg skal årlige rapporter innsendes til ansvarlig myndighet.

Det ser ut til at dette er i stor grad dekket av det nåværende regelverket i norsk petroleumsvirksomhet.

## **Article 17 – Flaring efficiency requirements**

### Art 17 pkt 1

Ordlyden i første ledd i forordningen artikkel 17 er endret. Opprinnelig lød kravet at nybygg, ombygging, eller oppgradering av fakkeltårn måtte medføre «*a complete destruction removal efficiency for hydrocarbons*». I den vedtatte forordningen er kravet «*with a destruction and removal efficiency by design level of at least 99 %*».

Det er uklart hvordan kravet til effektivitet skal forstås og om det er mulig å oppnå for alle fakkelsystemer.

### Art 17 pkt 2

Hva som ligger i kravet i pkt 1 vil kunne få praktisk betydning også for eksisterende anlegg, ettersom pkt 2 synes å innebære en plikt til at alle eksisterende fakkeltårn må møte kravene i pkt 1 innen en gitt frist.

Havtil påpeker at en eventuell ombygging/oppgradering av fakkelsystemer på eksisterende innretninger vil kunne få betydelige økonomiske og produksjonsmessige konsekvenser. Det er også usikkert hva dette ville kunne bety for de totale utslipp og sikkerheten på de ulike anlegg.

### Art 17 pkt 3

Inneholder krav til regelmessige inspeksjoner av fakkeltårn. Utgangspunktet er jevnlig inspeksjoner hver 15. dag for fakkelsystemer som er i jevnlig bruk. For systemer som ikke benyttes jevnlig gjelder følgende:

*"Where flare stacks or other combustion devices are not used on a regular basis, operators shall inspect them before each use."*

Det er uklart hva som ligger i dette og om det omfatter et krav til inspeksjon før bruk av fakkeltårn i nødstilfeller o.l.

Alternativet til jevnlige inspeksjoner er fjern- eller automatisk monitorering. Dette forutsetter godkjenning av 'competent authorities', samt at gjennomføringen og rapporteringen er ihht til Annex IV (1) og (2).

#### Art 17 pkt 4

Punkt 4 innfører et krav om at flammeovervåkningsutstyr skal være installert for å monitorere pilotflammen dersom pilotbrennere er benyttet. Bruk av pilotflamme er utbredt i næringen. Enkelte innretninger/landanlegg som bruker dette, har ikke tilhørende flammeovervåkningsutstyr. Dette kravet vil derfor kunne medføre omfattende modifikasjoner.

### **Article 18 – Inactive wells, temporarily plugged wells and permanently plugged and abandoned wells.**

#### Regulering av brønner i petroleumsregelverket

Petroleumsregelverket setter krav til sikring og plugging av brønner og ivaretar brønnintegriteten for de brønnkategoriene som er omfattet av Artikkel 18.

Aktivitetsforskriften § 88, omhandler plugging og forlating av brønner, og dekker også oppfølging av brønnintegritet for de nevnte brønnkategorier, sammenholdt med innretningsforskriften § 48 om brønnbarrierer.

Spesifikke krav i Aktivitetsforskriften § 88:

- Alle brønner skal sikres før de forlates slik at brønnintegriteten ivaretas i den tiden de er forlatt. For havbunnskompletterte brønner skal brønnintegriteten overvåkes dersom brønnene planlegges forlatt i mer enn tolv måneder.
- Letebrønner som påbegynnes etter 1.1.2014, skal ikke midlertidig forlates utover to år.
- I utvinningsbrønner som forlates etter 1.1.2014 skal hydrokarbonførende soner plugges og forlates permanent innen tre år dersom brønnen ikke overvåkes kontinuerlig.

Det er operatør som har ansvaret for oppfølging av brønnintegritet for brønner på norsk sokkel.

Det er etter Aktivitetsforskriften § 85 krav om to brønnbarrierer mot hydrokarbonførende soner for å sikre brønnintegriteten.

For å oppfylle kravet til sikring som nevnt i Aktivitetsforskriften § 88, første ledd, bør ihht veiledning til bestemmelsen, standarden [NORSOK D-010](#) kapittel 10 brukes på området helse, arbeidsmiljø og sikkerhet.



For havbunnskompletterte brønner uten kontinuerlig overvåking av brønnen er det i industristandarden Norsok D-010 kap 10.5.2.2 lagt inn krav om visuell overvåking med ROV, der ny teknologi som trådløse akustiske trykkmålere ikke er tatt i bruk. Frekvensen for den visuelle overvåkingen med ROV skal settes opp basert på en risikovurdering, og skal ikke overstige ett år. Dette betyr at vi har eksisterende krav til overvåking av alle inaktive eller midlertidig pluggede undervannsbrønner minimum en gang i året.

Hensikten med permanent plugging er at brønnbarrierene skal isolere hele tverrsnittet av en brønn. Permanent pluggede brønner og brønnbarrierer skal ha egenskaper som sikrer at det ikke lekker hydrokarboner inkludert metan til sjø i et evighetsperspektiv.

Det er ingen krav til overvåking av de permanent pluggede og forlatte brønnen i etterkant, etter petroleumsregelverket. Operatør eller tilstedeværende deltakere fra rettighetshavergruppen har ansvar for at brønnene som er permanent plagget og forlatt, er sikret i et evighetsperspektiv (perpetuity), jf aktivitetsforskriften § 88 første ledd, første setning.

#### Avlastningsboring og permanent pluggede og forlatte brønner

Med permanent plagget og forlatt brønn menes at brønnen er permanent plagget med tilstrekkelige brønnbarrierer (sement) i tverrsnittet.

Reparasjon eller avlastningsboring inn i en permanent plagget og forlatt brønn for å prøve å hindre eller bremse en naturlig utsiving av metan gass vil ikke være hensiktsmessig i et risikoperspektiv eller i et klimaperspektiv, det vil derimot kunne øke risikoen for en større utsiving (ny brønnlokasjon) og nye lekkasje veier.

For de permanent pluggede brønnene på norsk sokkel vil det kunne være krevende å finne disse i ettertid da det har vært krav i petroleumsregelverket frem til 2003 om å kutte og fjerne alt utstyr over havbunnen (i dag er dette dekket av OSPAR-kravet<sup>11</sup>). Brønnen vil ikke kunne re-entres, da brønnehodet er kuttet 2-5 meter under havbunnen.

---

<sup>11</sup> <https://www.ospar.org/>

## Art 18 pkt 1

Punkt 1 inneholder krav om at medlemsstatene innen 5. august 2025 skal opprette og gjøre offentlig tilgjengelig en oversikt, 'inventory', over alle inaktive brønner, midlertidig pluggede brønner og permanent pluggede og forlatte brønner på deres territorium eller under deres jurisdiksjon, som er registrert eller hvor informasjon eller bevis om deres plassering er tilgjengelig, eller hvor deres plassering kan identifiseres med alle rimelige anstrengelser. Brønnregisteret skal holdes oppdatert.

Brønnregisteret skal minst inneholde elementene som er angitt i Annex V, Part 1.

## Innsamling av brønndata til brønnregister

For å oppfylle kravet om et oppdatert brønnregister vil det være behov for en innsamling av data og eventuelt en oppdatering av Søkeldirektoratets nettbaserte Faktasider<sup>12</sup>, som inneholder en stor del av etterspurt informasjon (krav angitt i) i Annex V. Faktasidene er imidlertid ikke basert på inndeling i brønncategorier som skissert i Art 18.

I tillegg til Faktasidene kategoriseres alle brønner årlig i Havtil's RNNP<sup>13</sup> innsamling etter brønnintegritets tilstand, ihht Offshore Norge retningslinje 117 om brønnintegritet<sup>14</sup>.

En innsamling av brønndata for å oppfylle kravene i Art 18 pkt 1 vil innebære innrapportering av:

- anslagsvis 1800 permanent pluggede og forlatte brønner
- 488 inaktive og midlertidig pluggede brønner (241 inaktive brønner og 247 midlertidig pluggede brønner).

Denne innsamlingen og rapporteringen vil kreve ressurser og tid både i næringen, hos Havtil og også i Søkeldirektoratet.

Vi estimerer at en innsamling av opplysninger som spesifisert i Annex V, Part 1, vil ta 9 til 12 måneder totalt. De som skal sende inn informasjon, vil antakelig kunne trenge 6 måneder til innsamling av data. Det vil kreve ytterligere tid med gjennomgang fra «independent verifiser» og kvalitetssjekk internt hos Havtil.

Det må eventuelt gjøres en avklaring av hvordan rapportering skal foregå for brønner der det ikke lenger er ansvarlig, 'operator', til stede i Norge.

---

<sup>12</sup>Faktasidene er det nasjonale brønnregisteret for norsk sokkel, og inneholder informasjon om brønn og brønnbaner, <https://factpages.sodir.no/no/licence/PageView/All>

<sup>13</sup> <https://www.havtil.no/utforsk-fagstoff/rnnp/rnnp-2023/hovedrapport/>

<sup>14</sup> <https://www.offshorenorge.no/contentassets/e8f7a98e933b43feb76f823097e2e7b8/117---offshore-norge---recommended-guidelines-well-integrity---rev-6.pdf>

### Art 18 pkt 3

Det etableres en plikt for å levere en rapport med kvantifisering av lekkasjer fra inaktive utvinningsbrønner og midlertidig pluggede brønner til 'competent authorities' innen 5 mai 2026 og deretter innen 31 mai, på årlig basis. Rapporten skal før den sendes inn gjennomgå en 'verification' av en 'verifer', jf Art 18 pkt 7.

Innholdet i begrepet '*Quantification of methane emissions*' som er en del av rapporteringen etter Art 18 pkt 3 og 5, vil være omfattet av fremtidig standardiseringsarbeid som nevnt i Art 32 pkt 1 litra (d).

### Innsamling av data

Innsamling av data har vært gjennomført siden 2011 hvert 2. år frem til 2024<sup>15</sup> for de inaktive utvinningsbrønnene og midlertidig pluggede brønnene på norsk sokkel med oppdatert brønnintegritetsstatus<sup>16</sup>. For disse brønnene endres status ved jevne mellomrom og en fremtidig årlig innsamling må inneholde en kvantifisering av eventuelle metanutslipp.

Rapportering av observasjon av metan for undervannsbrønner ble inkludert i innsamlingen i 2024. For mer informasjon se vedlagte kunnskapsinnsamling fra 2024.

Forordningen skiller ikke mellom plattformbrønner<sup>17</sup> offshore og undervannsbrønner offshore (havbunnsbrønner). Det vil være enklere å oppdage en lekkasje fra en plattformbrønn enn en undervannsbrønn. På norsk sokkel er det en jevn fordeling mellom offshore plattformbrønner og undervannsbrønner for brønnene som etter forordningen sin definisjon faller inn under kategorien midlertidig plagget - og inaktive utvinningsbrønner.

### Art 18 pkt 8

Det opprettes en plikt for 'member states' til å 'ensure' at 'operators' etterkommer forpliktelsene etter Art 18 pkt 3-7 og pkt 9. Hvordan 'ensure' skal forstås kan være avgjørende for ansvarsfordelingen etter artikkelen.

---

<sup>15</sup> <https://www.havtil.no/utforsk-fagstoff/fagstoff/fagartikler/2024/kunnskapsinnsamling-for-midlertidig-plugget-og-forlatte-bronner/>

<sup>16</sup> <https://www.offshorenorge.no/contentassets/e8f7a98e933b43feb76f823097e2e7b8/117---offshore-norge---recommended-guidelines-well-integrity---rev-6.pdf>

<sup>17</sup> En plattformbrønn har stigerør og lederør opp til plattformen slik at trykkavlesning foregår på innretningen.

### Art 18 pkt 9

*Første avsnitt lyder:*

*“By 5 August 2026, Member States or the party responsible pursuant to paragraph 8, shall prepare a mitigation plan to remediate, reclaim and permanently plug inactive wells and temporarily plugged wells including at least the elements set out in Part 2 of Annex V, and implement it within 12 months from the submission of the first report referred to in paragraph 3.”*

Ordlyden i avsnittet kan leses som om det foreligger et krav om å plugge alle inaktive og midlertidig pluggede brønner. Havtil tolker imidlertid dette punktet til kun å omhandle brønner der det faktisk er kvantifisert metanlekkasje, jf Art 18 pkt 3.

Ved lekkasje av metan skal det videre rapporteres inn data og initieres planer for de inaktive brønnene og de midlertidig pluggede og forlatte brønnene. Det skal iverksettes planer for å reparere og utbedre innen ett år og planene skal etter Art 18 pkt 9 annet avsnitt gjennomføres innen maksimum 3 år.

Planene skal som et minimum oppfylle Part 2 i Annex V. Vi anser dette kravet som dekket gjennom våre regelverkskrav i dag.

I tredje avsnitt gis ‘competent authorities’ adgang til å kreve endringer i planen.

### Art 18 pkt 11

For alle brønnekategoriene med vanddyb over 700 meter åpnes det opp for unntak fra forordningens krav for brønner nevnt i Art 18 pkt 9, der det kan vises til at lekkasje av metan ikke har noen klimaeffekt.

### Art 18 pkt 12

For brønnekategoriene midlertidig pluggede brønner og permanent pluggede og forlatte brønner med vanddyb mellom 200 – 700 meter kan det gis unntak om ‘operator’ kan vise til at lekkasje av metan ihht Art 18 pkt 9 fra disse brønnene ikke har noen klimaeffekt. ‘Operator’ må fremlegge en miljøkonsekvensvurdering/ miljørisikoanalyse som dokumenterer at metanutslipp fra brønnene ikke vil ha noen klimaeffekt.

Havtil påpeker at inaktive utvinningsbrønner ikke er omfattet av denne unntaksmuligheten.

## **Annex V**

Annekset fastsetter hvilken informasjon som skal være med i 'inventories' etter Art 18.

### Annex V Part 1 pkt 1

Her listes det opp hvilke elementer som skal være med i en oversikt for alle tre kategorier brønner (inaktive brønner, midlertidig pluggede brønner samt permanent pluggede og forlatte brønner)

Et av elementene som er listet opp er ihht Part 1 pkt 1 litra (d) '*results of quantification of methane emissions to air and to water carried out.*'

Dette kan tolkes som et krav til at måling må foretas, men Havtil forstår litra (d) slik at resultater kun skal tas med i en oversikt i de tilfeller der det faktisk er foretatt, 'carried out', kvantifisering av metan utslipp.

### Annex V Part 1 pkt 2

I punktet listes det opp en rekke elementer som en oversikt 'may include'. Punktet kan leses som at det gir myndigheter mulighet for å be om ytterligere informasjon, eller alternativt at det kun er å anse som en veiledning om elementer som kan være relevante å nevne for den som rapporterer.

### Annex V Part 1 pkt 3

Punktet inneholder en oversikt over de tilleggselementer en oversikt for permanent pluggede og forlatte brønner skal inneholde. Litra (a) gjelder '*the last known measurements or quantification of methane emissions to air and to water, if any;*' Her er det presisert at plikten kun gjelder informasjon som finnes, jf 'if any'.

## **Article 32 – Standards and technical prescriptions**

Punkt 1 inneholder regulering av fremtidige standarder for utstyr og prosesser som omtalt i forordningen. Kommisjonen får fullmakt til å sette ut arbeidet til en eller flere '*European standardisation organisations*'.

Der det ikke er gitt standarder grunnet forhold som nevnt i Art 32 pkt 2 annet avsnitt, gis kommisjonen fullmakt til å utvikle '*mandatory technical prescriptions*'.

Det nærmere innhold av flere sentrale begrep i forordningen er med andre ord fortsatt under utvikling.

**Article 33 – Penalties**

Artikkelens innhold var i det opprinnelige forslaget omtalt i Artikkel 30. Det vises til vårt opprinnelige høringsvar.

Med hilsen

Sigve Knudsen e.f.  
*Direktør Rådgivning og regelverk*

Lars Fr Bråten  
*Seniorrådgiver*

*Dette brevet er godkjent elektronisk i Havindustriilsynet og har derfor ingen signatur*

Vedlegg:

- «Høringsvar - Forslag til forordning om metanutslipp i energisektoren» - Petroleumstilsynet – 28.02.2022.
- Temporary Plugged and Abandoned Wells on the Norwegian Continental Shelf 2024