

The background features a stylized illustration of an industrial facility, possibly an offshore oil rig or a refinery, rendered in shades of blue and white. The facility is engulfed in large, bright orange and yellow flames that rise from the top of the structure. The overall scene is set against a dark, smoky blue background, suggesting a major fire or explosion. The text is overlaid on this scene.

# **Bør Petroleumsstilsynet endre sine krav til toleransegrenser for risiko?**

**Rapport til Petroleumsstilsynet**

**Rev. 2**

**7.10.2021**

### *Forord*


Rapporten er utarbeidet på vegne av Preventor AS, som et innspill til Petroleumstilsynet, med formål om å gi et supplement til Proactimas rapport om bruk av toleransegrenser for risiko utarbeidet på oppdrag fra Petroleumstilsynet. Flere fagpersoner har kommentert på rapportutkast underveis i utarbeidelsen, inklusive fagpersoner i Petroleumstilsynet, og hovedbudskapet er diskutert med prosjektleder i Proactima. Rapportens endelige tekst og anbefalingene er uansett Preventors ansvar.

Report No:  
202100-03

Classification:  
Åpen

P O Box 56, N-7541 Klæbu, Norway  
Tel: +47 911 52 125

E-mail: [post@preventor.no](mailto:post@preventor.no)  
Web: <http://www.preventor.no>

Title of report: Bør Petroleumstilsynet endre sine krav til toleransekrav for risiko?	Date: 07.10.2021
	Number of pages/appendices: 25/0
Author(s): Jan Erik Vinnem	Signature: 

Client(s)/Sponsor(s): Preventor AS	Clients ref:
---------------------------------------	--------------

Rapporten er ment å være et supplement til Proactimas rapport (2020) om bruk av toleransegrenser for risiko, og har til hensikt å belyse noen forhold som er utelatt eller for summarisk behandlet i Proactimas rapport.

Dokumentet gir en kort historisk oversikt og beskriver dagens regelverkskrav inkludert toleransegrenser for risiko og andre målformuleringer knyttet til storulykkesrisiko og risikoreduksjon. Rapporten gir en kortfattet oversikt over internasjonal bruk av slike toleransegrenser, og bruk av toleransegrenser i andre norske samfunnsaktiviteter.

Det gis videre en beskrivelse av ansvarsoppgaver og beskriver dagens praktisering av regelverkskravene. Toleransegrensene som industrien bruker har stått uendret i mer enn 20 år, mens risikonivået i virksomheten er redusert med nesten en faktor 10, basert på statistikk. Ingen har fokusert på dette økende misforholdet. Rapporten peker dog på andre viktige virkemidler i risikostyringen, der det har vært betydelig fokus fra myndighetenes side over flere år.

Rapporten har en fyldig diskusjon av mulige løsninger på de utfordringer som Ptil har knyttet til bruk av toleransegrenser, og gir følgende mulige løsninger:

1. Forlate toleransekrav, erstattes med ALARP som risikostyringsprinsipp
2. Utvidede regelverkskrav
3. Kun kriterier for design
4. Videreføre prinsippene, endre praksis

Anbefalt prioritering av alternativene er: Alternativ 2 – alternativ 4 – alternativ 3. Alternativ 1 er ikke anbefalt.

Index terms, English:

Norsk:

Risk management	Risikostyring
Tolerance limits	Toleransegrenser
Risk reduction	Risikoreduksjon
Regulatory requirements	Regelverkskrav

<b>Version history</b>					
Version no	Date	Status/changes	Author	Reviewed by	Approved by
00	19.8.2021	Rapportutkast	JEV	JEV	JEV
01	14.9.2021	Revidert utkast	JEV	JEV	JEV
02	7.10.2021	Endelig utgave	JEV	JEV	JEV

## Innhold

<b>Sammendrag.....</b>	<b>1</b>
<b>1. Introduksjon .....</b>	<b>3</b>
1.1 BAKGRUNN .....	3
1.2 TOLERANSEGRENSER OG RISIKOSTYRING .....	4
1.3 FORKORTELSER.....	5
<b>2. Situasjonen i andre land og samfunnsaktiviteter .....</b>	<b>6</b>
2.1 SITUASJONEN INTERNASJONALT .....	6
2.2 SITUASJONEN I ANDRE NORSKE SAMFUNNSAKTIVITETER .....	6
<b>3. Hvem har ansvar for hva?.....</b>	<b>7</b>
<b>4. Dagens praktisering .....</b>	<b>7</b>
<b>5. Endringer av rammebetingelser .....</b>	<b>12</b>
<b>6. Ptils utfordringer .....</b>	<b>15</b>
<b>7. Vurderinger av mulige løsninger .....</b>	<b>17</b>
7.1 1. FORLATE TOLERANSEKRITERIER, ERSTATTES MED ALARP SOM RISIKOSTYRINGSPRINSIPP .....	17
7.2 2. UTVIDEDE REGELVERKSKRAV .....	19
7.3 3. KUN KRITERIER FOR DESIGN.....	19
7.4 4. VIDEREFØRE PRINSIPPENE, ENDRE PRAKSIS .....	20
<b>8. Konklusjoner .....</b>	<b>21</b>
<b>9. Veien videre? .....</b>	<b>23</b>
<b>10. Referanser.....</b>	<b>24</b>

**(blank side)**

## Sammendrag

Rapporten er ment å være et supplement til Proactimas rapport om bruk av toleransegrenser for risiko<sup>1</sup> (Proactima, 2020), utarbeidet på oppdrag fra Petroleumstilsynet (Ptil). Inneværende rapport har til hensikt å belyse noen forhold som er utelatt eller for summarisk behandlet i Proactimas rapport.

Denne rapporten gir en kort historisk oversikt og gir referanser til dagens regelverkskrav, både til toleransegrenser for risiko og andre målformuleringer knyttet til storulykkesrisiko og risikoreduksjon, samt til andre sentrale temaer innenfor risikostyring. Rapporten gir en kortfattet oversikt over internasjonal bruk av slike toleransegrenser, samt bruk av toleransegrenser i andre norske samfunnsaktiviteter.

Rapporten gir en beskrivelse av hvem som har ulike ansvarsoppgaver, og beskriver forholdsvis utførlig hvordan dagens praktisering av regelverkskravene skjer. Et viktig forhold her er at toleransegrensene som industrien bruker (sammenfallende for så å si alle selskaper) har stått uendret i mer enn 20 år, mens risikonivået i virksomheten er redusert med nesten en faktor 10, basert på statistikk for dødsulykker i norsk petroleumsvirksomhet. Ingen har fokusert på dette økende misforholdet. Ptil har hatt betydelig fokus på andre temaer innenfor risikostyring over flere år, se delkapittel 1.2.

Det beskrives videre i inneværende rapport (kapittel 4) at overordnede målformuleringer i regelverket om kontinuerlig forbedring, risikoreduksjon (ALARP) mv ofte ikke fungerer i praksis. Det kan se ut til at alle parter har akseptert en holdning om at 'kontinuerlig forbedring' erstattes av en 'godt nok' tankegang. Bruk av risikoanalyser for kvalitativ innsikt i ulykkes-mekanismer inngår i beskrivelse av dagens praksis. Proactimas rapport omtaler at det ofte legges for lite vekt på slik bruk, inneværende rapport støtter denne beskrivelsen.

Proactimas rapport har fullstendig oversett betydningen av de store endringer av rammebetingelser som har skjedd de siste 5–10 år i norsk petroleumsvirksomhet, både med nye og gamle aktører (kapittel 5). Det er naivt å tro at dette ikke har stor betydning for regulering av risikostyring, det er nevnt eksempler på hvordan dette i andre sammenhenger har manifestert seg i praksis. Kapitlene 5 og 6 diskuterer dagens praktisering og endring av rammebetingelser.

En pågående endring som også ventes å få stor betydning, er den store økning av utbyggingssøknader (Plan for utbygging og drift) som er forventet fram til utgangen av 2022, som er fristen for å benytte seg av de gunstige skatteendringene som Stortinget vedtok våren 2020, som respons på mulig prosjektørke som følge av Covid-19 (se rapportens kapittel 5). Det kan forventes ytterligere økt fokus på kostnadsreduksjoner, både i utbyggings- og driftsfaser, også sett i lys av mulige fremtidige politiske vedtak med begrensninger på virksomheten i næringen.

Inneværende rapport gir en summarisk oversikt over Ptils utfordringer knyttet til risikostyring og storulykkesrisiko, der også Ptils målsetting om å bli tydeligere i sine reaksjonsformer er inkludert, med referanse til HMS-meldingen i 2018, og Riksrevisjonens rapport om tilsynspraksis i Ptil fra 2019.

Rapporten har et fyldig kapittel (kapittel 7) med diskusjon av mulige løsninger på de utfordringer som Ptil har, og diskuterer følgende alternative løsninger:

1. Forlate toleranskriterier, erstattes med ALARP som risikostyringsprinsipp
2. Utvidede regelverkskrav
3. Kun kriterier for design
4. Videreføre prinsippene, endre praksis.

Hvert av alternativene er diskutert i forhold til dagens praksis, pågående og mulige fremtidige endringer av rammebetingelser, samt hvordan det kan implementeres og hvordan industrien forventes å reagere.

---

<sup>1</sup> Proactimas rapport og regelverket benevner dette akseptkriterier for risiko, se kommentar i kapittel 1

Kapittel 8 gir de overordnede konklusjoner, og gir vår anbefalte prioritering av alternativene:

- 1. prioritet: Alternativ 2: Utvide regelverkskrav
- 2. prioritet: Alternativ 4: Videreføre prinsippene, endre praksis
- 3. prioritet: Alternativ 3: Kun kriterier for design.

Alternativ 1: Forlate toleransekriterier, erstattes med ALARP som risikostyringsprinsipp er ikke gitt prioritet på denne listen, da vi fraråder å velge denne løsningen.

Kapittel 9 presenterer et forslag til videre arbeid, og anbefaler følgende retningslinjer:

- "Skynde seg langsomt": Vente på viktige studier som avsluttes i 2022
- Unngå store endringer før 2030
- Gå gradvis fram: Teste ut mindre justeringer først.



## 1. Introduksjon

### 1.1 Bakgrunn

I denne rapporten bruker vi konsekvent begrepet toleransekriterier for risiko, tidligere har det vært vanlig å benevne dette for akseptkriterier for risiko, toleransekriterier er kanskje mer i tråd med internasjonal bruk av begreper, og antyder at det er mer logisk å tolerere risiko uten å akseptere risikoen. De fleste aktører i petroleumsvirksomheten har som kjent nullvisjon som overordnet målsetting, og det blir da noe ulogisk at en skal akseptere risiko på tvers av en overordnet nullvisjon.

Petroleumstilsynet har i 2020 fått utarbeidet en rapport (Proactima, 2020) om bruk av toleransegrenser for risiko. Rapporten beskrives å være et innspill i en debatt om hvordan risiko skal styres i petroleumsvirksomheten i fremtida. Inneværende rapport setter diskusjonen inn i en bredere kontekst, og gir noen til dels supplerende forslag til mulig videreføring.

Den historiske oversikten i Proactimas rapport oppleves å være ufullstendig. En kort historisk oversikt bør ta utgangspunkt i det lille heftet "Risikoanalyse" utgitt tidlig på 1970-tallet, som på 60 sider gir en kortfattet oversikt over prinsipper for og bruk av risikoanalyser og -krav (Jenssen og Sande, 1973). Kriteriene er her kalt "funksjonskrav for sikkerhetsanalyse", uttrykt som minstekrav (dvs. øvre grenser for) til dødsfrekvenser, tilsvarende det som brukes som toleransegrenser i en del sammenhenger i dag. DNV begynte å interessere seg for pålitelighetsanalyse omtrent på samme tid.

Etter Aleksander Kielland ulykken i 1980, fremmet et forskningsprosjekt i sikkerhetsavdelingen i Oljedirektoratet (OD)<sup>2</sup> et prinsippdokument "Sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsepter" (Oljedirektoratet, 1981). Her ble risikoanalyser ved utvikling av nye offshore plattformer introdusert for første gang, med tilhørende kriterium,  $10^{-4}$  per år, for å se bort fra gitte typer ulykker og funksjoner. Proactimas rapport knytter dette dokumentet til DNV på en måte som er vanskelig å kjenne seg igjen i.

Betraktningen ble betydelig utvidet ved det nye sett av funksjonelle forskrifter (totalt 14 forskrifter) fra OD i 1991, der en av forskriftene var "Risikoanalyseforskriften" (Oljedirektoratet, 1991), som krevde at operatøren av et felt skulle etablere sikkerhetsmål og toleransekriterier for risiko.

De 14 funksjonelle forskriftene ble forenklet til 4 forskrifter i 2001, men kravene til etablering av toleransegrenser for risiko har i praksis vært uendret siden 1991, men det er blitt mer fokus på miljørisiko i de seinere år. Styringsforskriften (Petroleumstilsynet, 2020a) krever at toleransekriterier<sup>3</sup> skal settes for (§9):

- a) personellet på innretningen eller landanlegget som helhet, og for personellgrupper som er spesielt risikoutsatt,
- b) bortfall av hovedsikkerhetsfunksjoner for petroleumsvirksomhet til havs,
- c) akutt forurensning fra innretningen eller landanlegget,
- d) skade på tredjepart.

I 2003 ble Petroleumstilsynet skilt ut fra Oljedirektoratet, og fikk samtidig overført ansvaret også for petroleumsanlegg på land, i tillegg til petroleumsvirksomheten på sokkelen, slik at forskriftene i stor grad er felles for oppstrøms- og nedstrøms-virksomhetene.

Bruk av risikoanalyser og vurdering av risiko opp mot toleransekriterier gjennomsyrrer regelverket. Både i regelverket og i myndighetenes praktisering av det kommer det i mange sammenhenger opp krav om risikoanalyser og vurdering av risiko som beslutningsunderlag. Beslutninger forutsetter kriterier, dersom en ikke skulle ha kriterier, ville det nødvendiggjøre en omfattende omlegging av regelverket.

---

<sup>2</sup> Sikkerhetsavdelingen i OD tilsvarer dagens Petroleumstilsyn

<sup>3</sup> Forskriftene brukes fortsatt begrepet "akseptkriterier"

Det er nødvendig å legge til at regelverket også har krav til ALARP (As Low As Reasonably Practicable – så lavt som realistisk mulig) i §11 i Rammeforskriften (Petroleumstilsynet, 2020b). Men dette kravet har vesentlig mindre fokus enn kravene til risikoanalyse og vurdering i hht. toleransegrenser enn det har i Storbritannia, se delkapittel 2.1. Det norske kravet om ALARP (risikoreduksjonsprosesser) har et bredere fokus på kvalitative vurderinger, i tillegg til kvantitativ analyse, mens kvantitativ analyse vektlegges mer i Storbritannia. Det kan være delte meninger om hvor godt de norske kravene om kvalitative vurderinger i tillegg til kvantitativ analyse fungerer i praksis. Noen vil nok også hevde at kravene om risikoreduksjonsprosesser er et regelverkskrav med lite oppmerksomhet. Det er kanskje knyttet til at det ikke kreves dokumentasjon av risikoreduksjonsprosesser, på samme måte som i Storbritannia, se delkapittel 2.1.

Kravet om kontinuerlig forbedring i Rammeforskriften §15 (Petroleumstilsynet, 2020b) er også viktig i denne sammenheng.

Flere dokumenter og publikasjoner har stilt spørsmålsteget ved Ptils oppfølging av selskapenes praktisering av kravene i Styringsforskriften §9, bla. "Engen-1-utvalget" i 2013 (Arbeids- og sosialdepartementet, 2013). I forhold til endringer av regelverket eller praktiseringen av det, har ikke Ptil fulgt opp anbefalingen fra "Engen-1-utvalget" før rapporten fra desember 2020, som er det første konkrete steg som tilsier at det kan komme endringer, se dog delkapittel 1.2 om fokus på risikostyring.

Når en skal skissere konteksten som vurderingene må gjøres innenfor, er det også naturlig å ta med i vurderingen to sentrale dokumenter fra de siste årene:

- Stortingsmeldingen fra 2018 (Arbeids- og sosialdepartementet, 2018)
- Riksrevisjonens undersøkelse av Petroleumstilsynets oppfølging av helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten (Riksrevisjonen 2019).

Det gjennomgående element fra begge disse to dokumentene er en klart uttrykt målsetting (også uttrykt av Petroleumstilsynets leder) at Petroleumstilsynet skal bli tydeligere i sine reaksjonsmåter ("hardere i klypa"). Det faller utenfor omfanget av denne rapporten å ta stilling til om disse endringene er (eller blir) gjennomført i Ptil, men det danner del av bakteppet for diskusjonene.

I en kontekstsammenheng er de endringer av rammebetingelser som har skjedd de siste 10–15 år også av sentral betydning, dette diskuteres i et eget kapittel, se kapittel 5. I en kontekstsammenheng er det også sentralt å vurdere bruken av toleransegrenser ut fra praksis i næringen, dette mangler i betydelig grad i Proactimas rapport. Kapittel 4 i inneværende rapport belyser praktiseringen i norsk petroleumsvirksomhet til havs.

## **1.2 Toleransegrenser og risikostyring**

Bruk av toleransegrenser for risiko er et element innenfor risikostyring, som kanskje ikke har vært ofret så mye oppmerksomhet fra myndighetenes side.

Men det er viktig å slå fast at når det gjelder flere andre elementer av risikostyring, så har det vært betydelig innsats fra myndighetenes side over flere år.

Første utgave av notat om barrierestyring kom i 2013, og ble oppdatert i 2017 (Petroleumstilsynet, 2017). SINTEF utga i 2017 en rapport om verst tenkelige prosessbrann (worst credible process fire, WCPF) for Ptil (Sintef, 2017). Begge disse to temaene er viktige i tilknytning til styring av storulykkesrisiko.

I 2018 utga Ptil et fagnotat om risikostyring innen petroleumsvirksomheten (Petroleumstilsynet, 2018), etter et utviklingsarbeid over et par år. Dette inkluderer også Ptils presisering av risikobegrepet, der usikkerhet og kunnskapsgrunnlag er vesentlige momenter, som ble reflektert i regelverket fra 2015.

Regelverket inneholder videre enkelte, viktige minimumskrav som ikke kan avvikes fra, disse er også viktige i en risikostyringssammenheng, se kapittel 4.

Dette viser at Petroleumstilsynet over flere år har hatt betydelig faglig fokus på å utvikle viktige elementer i risikostyring, men har altså ikke prioritert bruk av toleransegrenser for risiko før i det siste.

Noen vil likevel hevde at prioriteringen er unaturlig med den sentrale stilling som toleransegrenser har i regelverket og det betydelige fokus som det har vært på bruk av risikoanalyser og toleransegrenser for risiko over flere tiår. Men denne korte oversikten viser at selv om toleransegrenser ikke har vært prioritert, så har Ptil hatt betydelig faglig innsats på andre viktige temaer innenfor risikostyring over bortimot ti år. Kompetansen i organisasjonen er også økt gjennom rekruttering de siste 10–15 år.

### 1.3 Forkortelser

Listen er et sammendrag av forkortelser brukt i rapporten:

ALARP	As Low As Reasonably Practicable
ASD	Arbeids- og sosialdepartementet
DSB	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
EU	Europeisk Union
FAR	Fatal Accident Rate (antall omkomne per 100 mill oppholdstimer)
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
IRF	International Regulators' Forum
LNG	Liquified natural gas
OD	Oljedirektoratet
Ptil	Petroleumstilsynet
PUD	Plan for utbygging og drift
RISP	Risk informed decision support in development projects
RNNP	Risikonivå norsk petroleumsvirksomhet
WCPF	Worst credible process fire

## 2. Situasjonen i andre land og samfunnsaktiviteter

### 2.1 *Situasjonen internasjonalt*

Proactimas rapport (Proactima, 2020) er forholdsvis overfladisk på sammenligning med regelverk i andre land. EU Offshore Safety direktiv fra 2013 er ikke nevnt, men USA inkluderes, på tross av at risikoanalyser og -styring aldri har vært elementer i regelverket i USA.

Norge er det eneste industrialiserte land som har så eksplisitte krav til utvikling av toleransekriterier for risiko i petroleumsvirksomhet til havs (oppstrøms aktivitet) som uttrykt her. Enkelte land i 3. verden har kopiert betydelige deler av norsk regelverk, herunder også krav om toleransekriterier for risiko, slik at det er tilsvarende krav. Dette er bla. gjort i Ghana. Når det gjelder nedstrøms petroleumsvirksomhet på land og kjemisk industri, har kanskje Nederland tilsvarende eksplisitte krav til toleransekriterier for risiko, men dette er kun delvis relevant, ettersom Nederland er et tett befolket land, og toleransegrensene knytter seg til samfunnsmessig risikoeksponering.

I Storbritannia ble "Safety Case" regimet utviklet etter Piper Alpha ulykken i 1988. Forskriftene ble i datiden i noen grad uformelt referert til som "Lex Ognedal", for å poengtere at norske prinsipper i stor grad ble adoptert i "Safety Case" forskriftene, men det er også noen vesentlige forskjeller, som i denne konteksten kan oppsummeres å være:

- "Safety Case" forskriftene har ikke krav om etablering av toleransekriterier for risiko, men har lagt til grunn ALARP (As Low As Reasonably Practicable) prinsippet, med øvre toleransegrense for risiko som ikke kan overskrides under noen omstendigheter.
- Et underlagsdokument utgitt av regulerende myndighet (Health and Safety Executive) angir øvre toleransegrenser (øvre grense for ALARP-sonen), gjennomsnittlig individuell personrisiko  $10^{-4}$  per år for eksisterende innretninger, og  $10^{-3}$  per år for nye innretninger.
- "Safety Case" forskriftene har betydelig mer omfattende krav til dokumentasjon risikoredusjonsprosessen, dvs. av vurderinger av potensielle risikoreduserende tiltak (både de som er akseptert og de som er forkastet) samt implementeringsplan enn det som norsk regelverk har krav til.
- "Safety Case" og tilhørende andre forskrifter har ikke tekniske minstekrav til noen utvalgte kritiske barrierer på samme måte som norsk regelverk har, se også side 10.

"Safety Case" regimet er kopiert av flere land i det britiske samveldet, bla. Canada og Australia. "Safety Case" regimet var også utgangspunktet for EU direktiv 2013/30 (Safety of offshore oil and gas operations, EU, 2013), der perspektivet ble utvidet fra personrisiko til også å omfatte miljørisiko, men for øvrig følger "Safety Case" regimet i all hovedsak.

### 2.2 *Situasjonen i andre norske samfunnsaktiviteter*

For å gjøre den kontekstuelle beskrivelsen rimelig komplett (men kortfattet) bør det også inkluderes en kort referanse til andre norske samfunnsaktiviteter der det er uttrykt krav til toleransegrenser for risiko. Dette gjelder eksempelvis for følgende aktiviteter:

- Myndighetskontroll for storulykkes-virksomheter under ansvarsområdet for Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB)
- Bygging av ny samfunnsmessig infrastruktur (så som jernbane og veiprosjekter)

Det faller utenfor arbeidsomfanget for denne rapporten å gå nærmere inn på disse eller andre eksempler.

### 3. Hvem har ansvar for hva?

Rammeforskriften (Ptil, 2020b) har eksplisitt krav om at det er rettighetshaverne og operatøren som sammen har ansvaret for at virksomheten på innretningene er forsvarlig, herunder har en ulykkesrisiko som er tilstrekkelig lav. På denne bakgrunn har det vært en gjengs oppfatning at myndighetene ikke kan definere kriterier for tolererbar risiko, men kan stille krav om at virksomhetene selv definerer slike grenser (se kapittel 1).

Myndighetene har på sin side definert kriterier for robusthet av konstruksjoner og maritime systemer, gjennom kriterier for laster som kan gi sammenbrudd av hovedsikkerhetsfunksjoner (Ptil, 2020c). Implisitt uttrykker dette også toleransegrenser for personrisiko, siden sammenbrudd av hovedsikkerhetsfunksjoner er de vesentligste bidrag til hendelser som kan medføre omfattende ulykkes-konsekvenser i form av tap av liv. I praksis har dette vært de strengeste kriteriene til nye offshore produksjonsanlegg i mange år, se også neste kapittel.

Dagens situasjon representerer en balanse, der myndighetene lar industrien selv få definere overordnede toleransegrenser. Men når disse ikke revideres i tråd med utviklingen i næringen, blir det myndighetenes krav til robusthet av konstruksjoner (naturlaster og ulykkeslaste) og maritime systemer som indirekte setter de strengeste krav til nye innretninger i planleggings- og byggefasen.

Når selskapene ikke reviderer toleransegrensene som benyttes, dokumenterer de tydelig at det er ulike prioriteringer fra et industriperspektiv og et samfunnsperspektiv. Samfunnsmessig er det stilt krav i regelverket om kontinuerlig forbedring, og en vil forvente at toleransegrensene for risiko revideres i tråd med utviklingen i bransjen. Det skjer ikke, fordi et selskapsperspektiv gir andre målsettinger (se neste kapittel, side 8). Proactimas rapport (Proactima, 2020) diskuterer også denne målkonflikten, men uten å ta konsekvensene av det. Tvert imot så konstaterer Proactimas rapport (delkapittel 4.4) noe uforståelig at det er industriens ansvar å formulere toleransegrenser for risiko, og at det er umulig for myndighetene å gripe inn i prosessen.

Eksempelvis kunne en tenke seg at det i Barentshavet var fornuftig i et samfunnsperspektiv å sette enda strengere toleransegrenser for miljørisiko enn andre steder på sokkelen. Egentlig burde det også være i bransjens egen interesse å sette strengere toleransegrenser i nord, ut fra de potensielt katastrofale konsekvenser både for miljøet og for hele bransjen, som et betydelig miljøutslipp i nord kan ha, se kapittel 4. Men når bransjen ikke tar dette opp, ville det vært naturlig fra et samfunnsperspektiv. Slik kan en illustrere tydelig at det kan være forskjell på toleransegrenser med utgangspunkt i et samfunnsperspektiv og et selskapsperspektiv. Det var forventet at Proactimas rapport hadde gått grundigere inn i denne diskusjonen.

### 4. Dagens praktisering

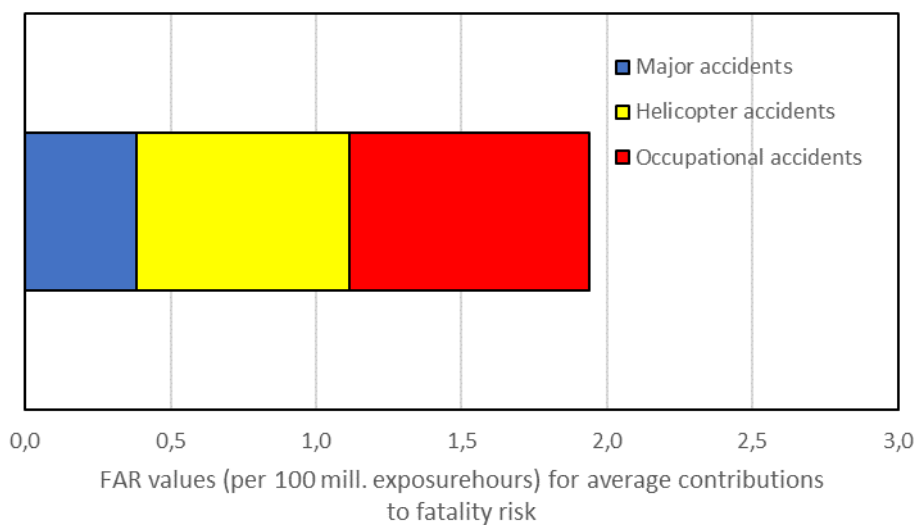
I en nylig publisert artikkel (Vinnem, 2021) er det påvist hvordan så å si alle norske operatørselskaper har valgt samme generelle verdi for gjennomsnittlig toleransegrense for alle ansatte om bord på produksjonsinnretningene, FAR<sup>4</sup> < 10 omkomne per 100 millioner oppholdstimer. Som toleransegrense for mest utsatte gruppe velger de fleste selskaper 20 omkomne per 100 millioner oppholdstimer, mens ett selskap har valgt verdien 25 omkomne per 100 millioner oppholdstimer. I hht. RNNP rapporten for 2020 (Petroleumstilsynet, 2021) var det 27,8 millioner arbeidstimer på produksjonsinnretninger i 2020, som tilsvarer 55,5 millioner oppholdstimer (12 timer jobb, 12 timer fritid per døgn). Øvre toleransegrense som selskapene bruker tilsvarer om lag en omkommet person hvert annet år. Hvis vi ser på produksjonsinnretninger<sup>5</sup> på sokkelen, var siste dødsulykke i 2009 (Oseberg B), og de siste 20 år (2001–2020) er

<sup>4</sup> Fatal Accident Rate, kan beregnes fra ulykkesstatistikk eller risikoanalyser

<sup>5</sup> Tilsvarende tall kunne også vært presentert for mobile leteboringsinnretninger, men utelates for å unngå for mange tall

det totalt 2 dødsulykker. Ser vi på de foregående 20 år var det 13 omkomne på produksjons- innretninger, så utviklingen har vært betydelig og positiv. Tilsvarende tall for flyttbare innretninger er 3 omkomne de siste 20 år, og 10 omkomne de foregående 20 år. Men alle selskaper har holdt sin øvre toleransegrense for alle ansatte uendret i mer enn 20 år.

Ulykkesstatistikk reflekterer ikke alle risikobidrag, det er eksempelvis mer enn 35 år siden det var storulykker på norsk sokkel med omkomne. I Vinnem og Røed (2020) er risiko (FAR) for ansatte på norsk sokkel (inklusive bidrag fra storulykker) predikert til noe over 1 omkommet per 100 mill oppholdstimer for produksjonsinnretninger, og noe over 2 omkomne per 100 mill oppholdstimer for flyttbare boreinnretninger, basert på statistikk tom 2017. Figur 1 er basert på data på verdensbasis, fra alle land som rapporterer til International Regulators' Forum (IRF), og inkludere arbeidsulykker, storulykker og helikopterulykker. Selv på verdensbasis er nivået nærmere FAR = 1 enn FAR = 10.



**Figur 1** Gjennomsnittlig FAR verdier for alle land som rapporterer til IRF, arbeidsulykker og storulykker på innretninger, samt helikopterulykker, 2007–2017, basert på oppholdstimer (Vinnem, 2021)

For selskapene gir det åpenbart større fleksibilitet å ha en høy toleransegrense, dersom en ønsker å utvikle ukonvensjonelle løsninger, som kanskje ikke gir de samme muligheter (eller en ikke ønsker å ta kostnadene for å gi samme muligheter) for beskyttelse av personell som dagens løsninger gir. Det antas at selskapene lar det overordnede hensyn til fleksibilitet være styrende, når øvre toleransegrense ikke revideres. Det innebærer at med konvensjonelle innretninger, så har øvre toleransegrense for risiko minimal eller ingen innflytelse på utforming og drift av innretningene, ettersom praksis tilsier et betydelig lavere risikonivå enn det som øvre toleransegrense gir uttrykk for.

I forhold til rammebetingelser er det også vesentlig å merke seg at dette primært angår storulykkesrisiko, og at risikonivået i dagens virksomhet er betydelig lavere (en dekade eller mer) enn for 30 år siden da kravene ble formulert. Det som den gang framsto som regelmessige hendelser, særlig på 1970-tallet, framstår nå som så sjeldne hendelser at frykten kanskje ikke er reell i en del sammenhenger.

En kan trekke paralleller med risikoadferd i veitrafikken. Det er åpenbart at en del adferdsmønstre i trafikken har et veldig mye høyere risikonivå enn adferd i hht. alle trafikkregler, eksempelvis å kjøre konsekvent 15–20% overfartsgrensene (opptil 50% økning av energi i en ulykke). Dette er det blitt betydelig mer fokus på i de seinere år, og det er kommunisert bredt ut i samfunnet. Likevel synes det at for mange bilførere, både unge og eldre, framstår det som så usannsynlig å komme opp i en alvorlig trafikkulykke, at en ikke tillegger denne risikoøkningen noen praktisk konsekvens i sitt daglige kjøremønster.

Det synes som tilsvarende tankegang også i noen grad gjør seg gjeldene i petroleumsvirksomheten. Dersom en skulle få en alvorlig utblåsning i nord i Norskehavet eller Barentshavet med omfattende forurensing av kystområder, er det grunn til å tro at det politisk vil bli gjennomførbart å sette sterke begrensninger på virksomheten, kanskje stenge hele virksomheten i løpet av få år<sup>6</sup>. Men når en ser på resultatene i de årlige RNNP rapporter fra Ptil, framstår miljørisiko i Norskehavet og Barentshavet i alle fall ikke som lavere enn i Nordsjøen, kanskje til dels som noe høyere i nord. Dessuten er det ikke samme tydelige nedadgående trend over tid for miljørisiko som for hendelser med personellrisiko. Det kan tyde på at næringen ikke tar inn over seg muligheten for at risikonivået innebærer at meget alvorlige utslipp kan inntreffe, med store økonomiske konsekvenser for selskapene, samt trolig betydelig større samfunnsmessige konsekvenser for hele næringen.

Det er naivt å tro at alvorlige feil i risikostyring ikke kan skje i dag i norsk petroleumsvirksomhet. Macondo-utblåsningen i 2010 viser at slike hendelser kan oppstå dersom risikostyringen har alvorlige mangler, og mange av aktørene som var involvert i Macondo-utblåsningen er også sentrale på norsk sokkel. Kollisjonen mellom fregatten 'Helge Ingstad' og tankskipet utenfor Sture-terminalen i 2018 viser at alvorlige hendelser som følge av svikt i risikostyring også kan skje i Norge. Undervannsutblåsningen på Snorre A i 2004, som heldigvis ble stoppet før det ble alvorlige konsekvenser, understreker også dette.

Ptil har blitt kritisert ved noen anledninger i forhold til bruk av risikoanalyser og toleransegrenser i tilknytning til storulykkesrisiko, kanskje mest tydelig i ekspertgruppen som i 2013 presenterte sin vurdering av HMS-regelverket for Arbeids- og sosialdepartementet (ASD, 2013)<sup>7</sup>. Ekspertgruppen har som tredje overordnede anbefaling følgende: "Myndighetene bør forbedre styring av storulykkes risiko ved å justere regelverket slik at industriens implementering av risikoakseptkriterier, risikoanalyser og risikoreduksjonsprosesser vektlegges i betydelig større grad."

Det er også et krav til gjennomføring av en risikoreduksjonsprosess i hht. ALARP prinsippet og Rammeforskriften §11, samt kravet om kontinuerlig forbedring i §15 i samme forskrift, som også omtalt i Engen-1 rapporten (Arbeids- og sosialdepartementet, 2013). Allerede i 2006 var dette en utfordring for noen selskaper, dokumentert i Preventors rapport for Ptil (Preventor, 2006). Et annet av funnene i rapporten var at enkelte selskaper praktiserte såkalt "negativ ALARP", som innebærer å bruke nyttekostnadsanalyse for å påvise at akseptert praksis ikke er nødvendig å innføre. Dersom toleransegrenser utgår, kan det bli mer utbredt med negativ ALARP.

Kravene om risikoreduksjon og kontinuerlig forbedring synes å komme mer og mer i bakgrunnen, og erstattes gradvis av en "godt nok" tankegang. Det kan hevdes av industriens prosjekt over flere år med å utvikle en forenklet risikoanalyseprosess (RISP, Norsk Olje og Gass, 2019) bygger på tankegangen om at "det som har vist seg å være godt nok, er godt nok". Det har ikke vært noe fokus på dette forholdet.

Prosjektledelsen for RISP uttaler på forespørsel at RISP ikke har mindre fokus på risikoreduksjonsprosesser og kontinuerlig forbedring enn tradisjonelle risikoanalyseprosesser, men erkjenner i noen grad samtidig at tradisjonell risikoanalyse ikke gir risikoreduksjonsprosesser og kontinuerlig forbedring tilstrekkelig oppmerksomhet. RISP sluttdokumentasjon (Main report Workgroup 5, delkapittel 4.2, Norsk olje og gass, 2019) argumenterer i forhold til ALARP med at modellene skal gi et sikkerhetsnivå som tilsvarer dagens nivå, som bekrefter "godt nok" tilnærmingen. Det er forfatterens oppfatning at "godt nok" begrepet som RISP bringer inn, gir mer tydelige uønskede signaler enn tradisjonelle risikoanalyseprosesser, der det er vanlig å konkludere med risikoreduserende tiltak.

---

<sup>6</sup> Dette var et tema i valgkampen i august 2021, men det er grunn til å tro at den politiske diskusjonen ville bli vesensforskjellig dersom en alvorlig oljeforurensningsulykke skulle inntreffe i nord

<sup>7</sup> Forfatteren av rapporten var medlem i ekspertgruppen

Norsk petroleumsregelverk har noen få tekniske minimumskrav på en måte som ingen andre land med risikobasert regelverk har. De to meste kjente kravene (som også har størst økonomisk konsekvens) innebærer følgende:

- Krav om bruk av fritt-fall livbåter på alle innretninger som følger petroleumsregelverket, inklusive krav om reservekapasitet.
- Omfattende krav til dimensjonering av aktiv brannbekjempning (brannvannssystemer) på alle innretninger som følger petroleumsregelverket.

Også krav om skadestabilitet og konstruksjonskriterier er eksempler på slike tekniske minimumskrav, men de to nevnte er de mest kjente.

Regelverket har også krav til verst tenkelige prosessbrann, som nevnt i delkapittel 1.2. I tillegg er det selvsagt mange andre funksjonelle krav i regelverket som bidrar til etablering og oppfølging av relevante barrierer mot storulykke, både tekniske, operasjonelle og organisatoriske.

Dette er krav som en ikke kan benytte risikostyring for å avvike fra, og representerer minimumskrav til viktige barrierer mot storulykker. Disse kravene er også med og motvirker (sammen med kravene knyttet til hovedsikkerhetsfunksjoner, se side 7) det som ellers kunne blitt konsekvens av de høye toleranse-grensene for risiko som selskapene har.

For å gi en fyllestgjørende oversikt over dagens praksis er det også viktig å ta med endringen i risikoperspektiv som ble innført i regelverket for 5–6 år siden, der fokus ble dreid fra å være utelukkende frekventistisk (ofte med en snever statistisk basis for beregninger) til en utvidet forståelse som ligger mye større vekt på usikkerhet, robusthet og resiliens. Det er en viktig endring av risikoperspektivet som har god samklang med risikoforskningen.

Proactimas rapport (Proactima, 2020) hevder ganske overfladisk at kvantitativ risikoanalyse og toleransegrenser ikke blir meningsfylt når usikkerhet er betydelig med nye løsninger og liten erfaring (delkapittel 3.3). Men nye løsninger består ofte av å sette sammen kjente komponenter og/eller delsystemer på en ny måte. Det innebærer at erfaringsdata kan foreligge for komponenter eller delsystemer. Og når usikkerheten er betydelig kan en legge inn større marginer til øvre grenser for å kompensere for usikkerhet, eller gjøre spesielt konservative antagelser i en analyse. Nye løsninger tas sjelden i bruk uten betydelig forutgående teknologikvalifisering, som også vil være med og redusere usikkerhet og kunne gi erfaringsdata.

Det blir derfor for lett å påstå kategorisk at kvantitativ risikoanalyse og toleransegrenser ikke blir meningsfylt når usikkerhet er betydelig med nye løsninger og liten erfaring. I mange situasjoner vil det være valg mellom alternative løsninger, slik at en har god nytte av kvantitative analyser for å illustrere betydningen av alternativene, ved en slik sammenlikning blir også en del av usikkerhetselementene eliminert, fordi de ikke påvirker forskjellen.

Slik sett blir kvantitative risikoanalyser ikke avhengig av kvantitative toleransegrenser, en kan benytte kvalitative kriterier eller bruke risikoanalysene til å oppnå forbedret innsikt i mekanismer som kan forårsake storulykker. Proactimas rapport påpeker at slik bruk burde styrkes, dette er et viktig synspunkt som bør understrekes tydelig.

Når dagens praksis skal vurderes, er det også vesentlig å ta i betraktning endringer av rammebetingelser, både de som har inntruffet de seinere år, og de som en med stor grad av sikkerhet ligger foran i de nærmeste år. Dette diskuteres i etterfølgende kapittel. Inkludert i kapitlet er også en beskrivelse av (side 13) de gunstige skatteregler som ble innført i 2020 for å kompensere for prosjektørke som følge av Covid-19. Det kan forventes et høyt antall utbyggingsprosjekter fram mot 2030. Men det må også forventes at det etter 2030 primært blir fokus både i bransjen og hos myndigheter på å produsere fra



eksisterende felt og reserver, både fordi en betydelig del av funnene vil bli utbygd fram til 2030, men også fordi det etter hvert vil bli politisk vanskelig å forsvare utbygging av nye funn<sup>8</sup>.

Det er således ikke helt utenkelig at de nye utbyggingsprosjekter som vil ferdigstilles for produksjon de neste 5–6 år vil bli de siste utbyggingsprosjekter for petroleumsressurser på norsk sokkel. Det kan oppleves som et paradoks dersom det regelverksregime en har hatt i mer enn 30 år endres radikalt før de siste utbyggingsprosjektene skal gjennomføres.

---

<sup>8</sup> Dette var et de mest brennbare politiske stridstemaer i Stortingsvalgkampen i august/september 2021, men det synes uansett ikke å bli betydelige endringer i stortingsperioden 2021–2025, derimot kan en ikke utelukke større endringer etter valget i 2025, eventuelt i 2029.

## 5. Endringer av rammebetingelser

Rammebetingelsene for norsk petroleumsindustri på sokkelen har endret seg i betydelig grad siden regelverksrevisjonen i 2001, som i hovedsak presenterte de per i dag gjeldende forskrifter, selv om det har vært mange mindre justeringer og tilpasninger siden 2001. Rammebetingelser for petroleumsvirksomheten er et omfattende tema, som åpenbart kunne kreve en egen studie. Diskusjonen i dette kapitlet er begrenset til det som har betydning for styring av storulykkesrisiko og toleransegrenser for risiko.

Produksjonsinnretningene på sokkelen var i 2001 alle drevet av store internasjonale selskaper, inklusiv Statoil og Hydro, med lang og omfattende erfaring med norsk regelverk og norsk mentalitet.

Oljeprisen steg betydelig gjennom de første 10 år av 2000-tallet, med kortvarige store fluktasjoner i forbindelse med finanskrisen i 2008–2009, og fortsatte å stige betydelig fram til 2013/14. Aktivitetsnivået var høyt i perioden fra 2010 og utover.

Det var høy grad av aksept for myndighetenes krav om kontinuerlig forbedring i hht. regelverket, og ofte var reaksjonen på myndighetenes ønsker at det var bedre å akseptere disse enn å risikere å komme inn i en langvarig juridisk prosess som ville forsinke utbygginger og redusere inntekter fra produksjon. Det finnes noen få eksempler som inkluderer forsinkelser på et år eller mer, dersom et selskap ville utfordre myndighetenes prioriteringer.

I 2005 ble den såkalte "leterefusjonsordningen" iverksatt, for å få flere selskaper inn på norsk sokkel, både med leteboring og påfølgende utbygging av produksjonsinnretninger. Aktørsammensetningen på norsk sokkel er blitt endret i vesentlig grad som følge av denne ordningen. Majoriteten av dagens operatørselskaper var ikke til stede på norsk sokkel før 2005, dette gjelder eksempelvis Lundin, Neptune Energy, ENI/Vår Energi, Aker BP (BP har vært på norsk sokkel i mange tiår), Wintershall Dea, Repsol, OMV og OKEA. De nye aktørene kan karakteriseres som mellomstore og små europeiske energiselskaper og -investeringsfond.

De nye aktørene har i betydelig grad brakt inn ny mentalitet i norsk petroleumsvirksomhet, ettersom de kom inn i virksomheten uten den samme "ballast" som de store, "gamle" operatørene hadde. Kostnadsfokuset økte, og kunne bli tydelig merkes ved at de "nye" selskapene i mindre grad enn de "gamle" ville være med å dra lasset med fellestiltak gjennom Norsk Olje og Gass<sup>9</sup> for å videreutvikle bransjestandarder og tiltak til kontinuerlig forbedring. Holdningene til de nye aktørene har også påvirket de "gamle" aktørene, slik at disse selskapene også er blitt "slankere", som innebærer at de ofte ikke lenger har brede fagmiljøer innenfor ulike støttefunksjoner.

Da en fikk oljeprisfallet i 2013/2014 og oljeprisen gikk fra ca. 120 USD/fat til ned mot 20 USD/fat, ble alle selskaper ekstremt fokusert på kostnadsreduksjon. Til forskjell fra tidligere perioder, har dette holdt seg i tiden etter 2014. Det synes nå å være en mye tydeligere erkjennelse av at periodene med høy og stabil oljepris er over, fallet i 2020 pga. Covid-19 har vært med å bygge opp under denne oppfatningen.

I perioden etter 2014 har også Petroleumstilsynet ved flere anledninger "ropt varsku" når kostnadsfokuset medførte stor økning av antall alvorlige uhell og ulykker. Lenge hevdet petroleumsnæringen hardnakket at dette ikke hadde noe med kostnadsfokus å gjøre. Men etter den omfattende brannen på LNG-anlegget på Melkøya i 2020, har representanter for næringen måttet innrømme at slike hendelser kan være en følge av kostnadsreduksjoner.

I dagens situasjon med kostnadsfokus kommer i tillegg mentaliteten om at 'storulykker aldri skjer' – storulykkesrisiko er blitt så lav, slik det ble diskutert i kapitlet over, på side 9.

I tillegg til de mer kortsiktede betraktninger om ustabil oljepris har en de mer langsiktige trusler mot petroleumsnæringen som klimaspørsmålene reiser. Petroleumsbransjen framholder kategorisk at det fortsatt vil være "business as usual" ennå i mange tiår på norsk sokkel, men det er grunn til å tro at næringen

---

<sup>9</sup> Tidligere OLF, Oljeindustriens Landsforening

uoffisielt innser at de enten kan bli påtvunget politisk en tidlig nedstengning eller kanskje i første omgang stopp av nye prosjekter, eller at det samme skjer gjennom sterkt fallende etterspørsel (og pris) etter petroleumsressurser. Det er tross alt flere land med liten egen petroleumsvirksomhet som allerede har stoppet leting etter nye ressurser. Implisitt medfører dette trolig også et kortsiktig fokus på kostnadsreduksjon og inntektsmaksimering mens oljeprisen nå er på et forholdsvis høyt nivå.

De endrede rammebetingelser har påvirket en rekke forhold knyttet til kontrakter, arbeidsavtaler, bemanningsnivå, rollefordeling, involvering av leverandør/underleverandør, kompetanse, opplæring, trening, arbeidsmiljø og kompensasjonsordninger. Det kan framstå som dette primært angår arbeidsmiljø og arbeidsavtaler, men angår i høyeste grad også storulykkesrisiko. Det er vel dokumentert at mer enn halvparten av alle tilløp til storulykker utløses gjennom arbeidspraksis, derfor er alle forhold som angår utførelse av manuelt arbeid og arbeidspraksis også av stor betydning for storulykkesrisiko. En del av disse sammenhenger ble belyst av RNNP-rapporten for 2018 med utgangspunkt i data fra spørreskjemaundersøkelsene i RNNP. Det er ingen tvil om at slike endringer påvirker storulykkesrisiko i tillegg til arbeidsmiljøet, men det falles utenfor omfanget av denne rapporten å gå inn på alle slik sammenhenger.

Et særnorsk fenomen er de gunstige skattereglene som ble vedtatt av Stortinget i 2020 som følge av Covid-19, for å motvirke frykt for reduksjon av aktivitet. Dette tilsier at alle nye prosjekter som leverer inn Plan for utbygging og drift (eller tilsvarende) før utgangen av 2022 vil nyte godt av de gunstige skattereglene (tidligere avskrivning). Dette har ført til en økning av aktivitet for å planlegge og dokumentere nye prosjekter, og forventes å gi økt utbyggingsaktivitet i perioden fram mot 2030. Det antas at dette også vil gi et kortsiktig fokus på kostnadsreduksjon og inntektsmaksimering fra de nye prosjektene, der majoriteten er forholdsvis små prosjekter, med kortvarig produksjonsperiode. Fra industriens side må dette framstå som en særdeles gunstig mulighet til å få utviklet mange eksisterende funn, hvorav enkelte i lang tid har vært uøkonomiske å utvikle. Nå kan en få de utviklet innenfor en forsvarlig økonomisk ramme, før det på et tidspunkt politisk sett blir umulig å få aksept for utvikling av nye ressurser, eventuelt samtidig med at oljeprisen markedsmessig faller ettersom petroleumsbasert energi erstattes av andre energikilder. Muligens kan en se for seg et veiskille for norsk petroleumsvirksomhet rundt 2030.

Denne oversikten summerer opp de til dels betydelige endringene av rammebetingelser for norsk petroleumsaktivitet som har skjedd siden 2005, og som har betydning for risikostyring. Disse bør tas aktivt med i betraktning når en skal beslutte eventuelle endringer av risikostyringsprinsippene i norsk petroleumsregelverk.

Hvis en skal prøve å "se inn i krystallkula", er det to forhold som ventes å prege utviklingen i bransjen i de nærmeste ti år. Som allerede nevnt må det forventes et betydelig antall nye utbyggingsprosjekter som 'utbyggingsmessig' skal fullføres i de nærmeste 5–6 år, med utgangspunkt i de gunstige skattereglene ut fra Covid-19.

For Ptil må det forventes et betydelig økt arbeidsomfang i denne perioden, med en betydelig økning av antall nye utbyggingsprosjekter, i noen grad med ny teknologi (se også side 15), samtidig som Ptil nylig har fått utvidet ansvarsområde for vindkraftanlegg på sokkelen (pågående virksomhet) og undervanns mineralutvinning (fremtidig virksomhet).

Etter ca. 2030 er det grunn til å forvente svært få nye utbyggingsprosjekter, både fordi mange av funnene blir utviklet under de gunstige skattereglene og det trolig politisk vil bli stadig vanskeligere å få aksept for nye lete-arealer og nye utvinningslisenser. Fra 2030 vil det trolig bli hovedfokus på drift av eksisterende innretninger samt fjerning av innretninger, i enda større grad enn i dagens situasjon.

Det kan synes som rapporten som Ptil fikk utarbeidet i 2020 om mulige endringer av toleransegrenser (Proactima, 2020) fullstendig overser de betydelige endringer i rammebetingelser (inklusive endringer av aktørbildet) som er oppsummert her, og at rapporten antar at de vurderinger som ble gjort rundt 2005 og etterfølgende år fortsatt er gjeldende på 2020-tallet. Det kan framstå som naivt ikke å vektlegg den store betydningen som rammebetingelsene har for hvordan Ptil kan regulere virksomheten på sokkelen. Videreutvikling av regulering skjer med utgangspunkt i treparts-samarbeidet, og blir åpenbart påvirket av endringer i rammebetingelsene.

Utfordringer for regulering knyttet til treparts-samarbeidet ble svært tydelig dokumentert i Arbeids- og sosialdepartementets forsøk for et par år siden på finne en omforent løsning reguleringsmessig for de såkalte "flerbruksskip". I noen år har det vært et uløst stridsspørsmål mellom arbeidstagerorganisasjonene og bransjeorganisasjonene om hvordan HMS skal reguleres for oljearbeidere på flerbruksskip, under petroleumslovgivningen eller under sjøfartslovgivningen (som nå). ASD nedsatte en partssammensatt arbeidsgruppe i 2018, for å finne en omforent løsning. Dette ble ikke oppnådd, og gruppen leverte sin rapport i 2019 uten noen løsning (Arbeids- og sosialdepartementet, 2019).

Beskrivelsen i dette kapitlet er primært gjeldende for oppstrømsaktivitetene i norsk petroleumsvirksomhet (dvs. offshore leting og produksjon). Men en kan kanskje hevde at det økte kostnadsfokuset etter 2014 innenfor oppstrømsaktivitetene hadde inntruffet ca. ti år tidligere innenfor nedstrømsaktivitetene (den landbaserte delen av petroleumsvirksomheten).

## 6. Ptils utfordringer

En overordnet beskrivelse av utfordringene for Petroleumstilsynet knyttet til risikostyring og storulykkesrisiko er gitt i sammendraget av rapporten fra ekspertgruppen i 2013 (Arbeids- og sosialdepartementet, 2013), gjengitt i sin helhet her:

### "Er det norske regimet robust?"

....

#### 5. Regimets akilleshæl: Håndtering av storulykkesrisiko?

Undersøkelsen vår viser at få intervjuer og innspill omhandler storulykker. Samtidig vet vi at storulykkesrisiko hvert år blir omtalt som kritisk ved Ptils gjennomgang av RNNP. Vårt inntrykk er at regimet, med et funksjonsrettet regelverk basert på tillit, har noen åpenbare svakheter når det gjelder evnen til å håndtere storulykkesrisiko. Ekspertgruppen mener derfor at styring av storulykke er en viktig utfordring for HMS-regimet med tanke på forbedring. Dette kan skje gjennom flere parallelle prosesser. Risikoanalyser, risikoakseptkriterier og risikoreduksjonsprosesser er sentrale instrumenter og virkemidler for å forbedre styring av storulykkesrisiko. Hverken regelverket eller praktiseringen av det legger i dag opp til noen uttrykkelig godkjenning av risikoanalyser eller at slike analyser gis noen sentral plass. Dette bør vurderes endret. Forskriftskrav og tilsynspraksis bør legge opp til at risiko-styringsprosessene inngår mer aktivt i myndighetenes tilsynspraksis. En slik endring vil kunne kreve større kapasitet og tilhørende kompetanse hos tilsynsmyndigheten. " (Arbeids- og sosialdepartementet, 2013, side vi)

Selv om dette ble formulert for åtte år siden, anses det fortsatt å være godt dekkende, med unntak av at endring av rammebetingelser ikke er diskutert ekspertgruppens rapport, da dette ikke var særlig synlig i 2012/2013. På det tidspunktet var aktørbildet allerede i endring som følge av leterefusjonsordningen i 2005, men effektene var på langt nær så tydelige som nå.

En alternativ og mer kortfattet beskrivelse av Ptils utfordringer framgår av beskrivelsen av dagens praksis, der ekspertgruppens anbefaling er sitert, se side 9.

Ptils utfordring er derfor å endre kravene til risikostyringsprosessene, herunder krav til toleransekriterier for storulykkesrisiko inklusiv bruk av risikoreduksjonsprosesser (ALARP), eller tilsynspraksis knyttet til toleransegrenser og risikoreduksjonsprosesser.

En annen utfordring for Ptil er behovet for å framstå som tydeligere i sine reaksjonsformer (inkl. tilsynspraksis). Dersom Ptil eksempelvis skulle velge å fjerne kravene til bruk av toleransegrenser i regelverket, ville det uansett forklaringer fra Ptils side bli oppfattet som det motsatte av å bli tydeligere, det ville trolig både av industrien, politikere og allmennhet bli oppfattet som at Ptil blir mindre tydeligere ("mindre harde i klypa"). Det er neppe i Ptils interesse.

Det er videre et behov for forutsigbarhet for selskapene, de må kunne vite hvordan myndighetene vil agere ut fra gitte forutsetninger. Jo mer overordnede kravene er, jo mer krevende er forutsigbarheten.

I samme sammenheng kan også nevnes behov for transparens, slik at alle parter (inklusive alle aktører i treparts-samarbeidet) kan vurdere realiteten i de saker som vurderes. Det er også viktig å begrense muligheten for manipulasjon som er umulig å avsløre. Det finnes noen få eksempler på beslutninger som trolig reelt sett er fattet på basis av økonomiske betraktninger som er blitt framstilt som å være fattet ut fra risikohensyn.

De siste få år er det installert enkelte ubemannede brønnhodeinnretninger på norsk sokkel, med minimalt med sikkerhetssystemer, og med mannskap som bemanner innretningene et fåtall ganger per år med bruk av spesialskip med broforbindelse til innretningen (Work2Work fartøy). Det er mye som tyder på

at bruken av innretninger uten permanent bemanning vil bli utvidet i betydelig grad i de neste ti år, og at det også vil bli ubemannede produksjonsinnretninger på norsk sokkel. Det forventes at sikkerhetssystemer vil bli redusert til et minimum av kostnadshensyn. Da vil det å analysere risikonivå for mannskap ved besøk bli en meget viktig risikostyringsaktivitet, der toleransegrensene som benyttes vil være avgjørende. Overordnede målformuleringer vil være uhensiktsmessig i praksis.

## 7. Vurderinger av mulige løsninger

Proactimas rapport (Proactima, 2020) gir følgende forslag til veien videre:

- Et funksjonsbasert regelverksregime for risikostyringen (uten bruk av toleransegrenser for risiko)
- 'Mellom-løsninger' (noen begrensede toleransegrenser for risiko)
- Dagens regime med forbedringer/justeringer.

Selv om rapporten påstår ikke å ha tatt stilling til hvilken løsning som er foretrukket, skinner det klart gjennom etter vår vurdering at forfatterne foretrekker "Et funksjonsbasert regelverksregime", som flere av forfatterne aktivt har argumentert for i flere år.

Den store svakheten med rapporten er som tidligere nevnt at den ikke vektlegger endringene i rammebetingelser etter 2005. Også manglende fokus på målkonflikter er en svakhet ved rapporten.

Vi vil derfor diskutere mulige løsninger på noe bredere basis og kanskje noe mer eksplisitt. De mulige løsninger som rapporten diskuterer er følgende:

1. Forlate toleransekriterier, erstattes med ALARP som risikostyringsprinsipp
2. Utvidede regelverkskrav
3. Kun kriterier for design
4. Videreføre prinsippene, endre praksis.

Hver av alternativene diskuteres i det etterfølgende.

Alternativ 1 tilsvare det første forslaget i Proactimas rapport. Alternativ 4 tilsvare siste forslaget i Proactimas rapport, mens alternativ 3 tilsvare 'mellom-løsninger' i Proactimas rapport. Alternativ 2 har ikke noe tilsvarende alternativ i Proactimas rapport.

### 7.1 1. Forlate toleransekriterier, erstattes med ALARP som risikostyringsprinsipp

Denne løsningen tilsvare det som Proactimas rapport benevner Funksjonsbasert regelverksregime for risikostyringen. Selskapene kan da velge å definere toleransegrenser for risiko, men det vil ikke være krav om det. Og uansett kan ikke myndighetene stille noen krav til eventuelle toleransegrenser.

Ordvalget 'Funksjonsbasert regelverksregime for risikostyringen' kan hevdes å være noe forvirrende. Det er funksjonsbaserte krav til risikostyring i norsk petroleumsregelverk, det har Ptil hevdet i 20 år, da må regelverksregimet allerede være funksjonsbasert. Derfor blir det misvisende å kalle et nytt regime for funksjonsbasert med tilsynelatende underliggende forutsetning om at dagens regime ikke er funksjonsbasert, dette kan komplisere kommunikasjonen dersom en ikke er veldig bevisst på nyanser.

Det forutsettes at dagens krav om forsvarlig virksomhet, kontinuerlig forbedring og risikoreduksjonsprosesser vil bli beholdt i regelverket, dersom krav om toleransegrenser fjernes. Det er vanskelig å se hvordan slike krav kan bli skjerpet på en effektiv måte som betyr noe i praksis. Rapporten har påvist at ingen av disse målformuleringene i dagens regelverk har vesentlig innflytelse på virksomheten i petroleumsnæringen.

Når Aven og Vinnem i 2006/2007 (Aven & Vinnem, 2007) foreslo at toleransegrenser for risiko i petroleumsregelverket kunne erstattes med ALARP og at det ville gi mer risikoreduksjon for samme kostnad, må dette ses i lys av den mentaliteten som var fremherskende med få store og robuste operatørselskaper med høy grad av villighet til å ta ekstrakostnader til HMS-tiltak. Rammebetingelsene var vesensforskjellige fra det de er i nåsituasjonen.

Det er påvist at endringer i rammebetingelser synes å ha medført at en 'kontinuerlig forbedring' mentalitet gradvis er blitt erstattet av en 'godt nok' mentalitet i bransjen i løpet av de siste 5–10 år.

Det er også påvist tidligere i rapporten at kravene til risikoreduksjonsprosesser (§11 i Rammeforskriften) ikke noen gang har preget aktørenes arbeid i petroleumsvirksomheten. Hvordan en ser for seg at slike høytstående krav skal plutselig fungere mye bedre i en situasjon med store endringer av rammebetingelsene, er det ikke argumentert godt nok for i Proactimas rapport, som kun har ca. 1 side diskusjon om hvordan det kan fungere, og kun på et høyt abstraksjonsnivå.

Det er vår vurdering at de negative erfaringene en har med overholdelse av de overordnede krav per dags dato, trolig vil bli enda mer negative med de endringer av rammebetingelser som har foregått de siste få år, og som forventes å komme de nærmeste år (se også kapitlet om rammebetingelser, side 13).

Det er påfallende at de overordnede kravformuleringene i regelverket gjennomgående synes å fungere dårlig i praksis. Hvordan en skal endre dette, ville trenge en god argumentasjon for å være overbevisende, dette finner en ikke på noen måte i Proactimas rapport (Proactima, 2020).

Et regime uten toleransekriterier og kun svært overordnede krav til risikostyring vil i betydelig grad kreve en vurdering fra sak til sak fra myndighetenes side, med følgende potensielle negative effekter:

- Forutsigbarhet for selskapene vil bli lav
- Likebehandling vil bli krevende å gjennomføre
- Det vil bli utfordrende og ressurskrevende for myndighetene å sørge for god ivaretagelse av regelverkskravene.

Spesielt kan det bli krevende med forutsigbarhet når det er nye utbyggingsprosjekter med ny teknologi som planlegges, der det ikke er erfaringsdata å bygge på fra tidligere prosjekter og heller ikke erfaringer fra drift av tilsvarende anlegg.

Erfaring med overordnede vurderinger som skal verifiseres av myndighetene tilsier at det er krevende for myndighetene er gjøre så grundig arbeid at en kan ha en selvstendig oppfatning av godheten av de overordnede vurderinger som selskapene har gjort (det er enkelt å være uenig i et resultat, men mye mer krevende å påvise hvor i overordnede vurderinger en er uenig). Dette vil kreve betydelig ressurser fra myndighetenes side, og kan også ble et forsinkende element i myndighetenes behandling.

Et regime uten toleransekriterier og kun svært overordnede krav til risikostyring vil ha dårligere forutsigbarhet enn alternative løsninger, dårligere transparens og gir større muligheter for manipulasjon av argumenter for de ulike utbyggingsalternativer.

Det er grunn til å forvente at petroleumsindustrien vil foretrekke denne løsningen, fordi den vil bli oppfattet å gi selskapene enda større fleksibilitet enn det dagens regime gir.

Hvis større fleksibilitet blir resultatet av en endring, så vil Petroleumstilsynet ikke oppfylle sin samfunnsfunksjon. Målsettingen om å være verdensledende på HMS i petroleumssektoren kan også bli mer krevende å oppfylle.

Dersom toleransegrensene fjernes fra regelverket etter å ha hatt en høy profil i mer enn 40 år, vil det uansett argumenter som benyttes fra myndighetenes side bli oppfattet som en svekkelse av myndighetskontrollen med risikostyring, og slik sett tolkes som det motsatte av å bli "hardere i klypa". En kan snu på utsagnet her, og tolke det dithen at det vil stille omfattende krav til å kommunisere at det ikke er en svekkelse av myndighetskontrollen. Vår vurdering er imidlertid at det uansett hvordan det kommuniseres, så vil det bli oppfattet som en svekkelse.

Selv om Proactimas rapport (Proactima, 2020) synes å hevde at 'Safety Case' regimet ikke fungerer tilfredsstillende, er det en klar oppfatning i EU og internasjonalt at regimet fungerer rimelig godt. Storbritannia har også hatt en betydelig forbedring av HMS-resultater etter Piper Alpha, på samme måte som norsk petroleumsvirksomhet fikk etter Alexander Kielland ulykken, som dokumentert i Offshore Risk Assessment (Vinnem og Røed, 2020).

Når en skal vurdere 'Safety Case' regimet i Storbritannia, må en ta i betraktning to særegne forhold, for det første at ALARP har en mye tydeligere juridisk forankring (i domstolene) i Storbritannia enn i



Norge. Dessuten har 'Safety Case' regimet som tidligere nevnt mye tydeligere krav om dokumentasjon av risikoreduksjonsprosessen enn det norske regelverk har. Dette sistnevnte forholdet vurderes å være en av styrkene til 'Safety Case' regimet.

## **7.2 2. Utvidede regelverkskrav**

Proactimas rapport (Proactima, 2020) peker på at det kan være motstridende interesser fra et samfunns- perspektiv og fra et bedriftsperspektiv, når det gjelder hva som er tolererbar risiko, se også side 9. Det burde derfor ikke være noe prinsipielt imot at myndighetene formulere toleransegrenser fra et samfunns- perspektiv. DSB har formulert nettopp slike toleransegrenser på et samfunnsnivå.

Det bør derfor ikke være urealistisk at Ptil stiller eksplisitte krav om på hvilket nivå selskapenes tole- ransegrenser skal legges, enten ved å angi et tallmessig nivå, eller ved å knytte til ulykkesstatistikk og/eller RNNP-resultater eller tilsvarende. Dette tilsvarer formuleringer om begrunnelse for toleranse- grenser som Proactimas rapport omtaler (f.eks. delkapittel 5.1).

En kunne også se for seg at Ptil publiserte myndighetenes toleransegrenser for risiko fra et samfunns- perspektiv, på tilsvarende måte som DSB har gjort.

Også Health and Safety Executive i Storbritannia har indirekte publisert myndighetenes øvre ALARP grense (separate grenser for eksisterende og for nye innretninger) gjennom støttedokumenter til 'Safety Case' lovgivningen.

En kunne også tenke seg at Plan for utbygging og drift (PUD) inneholdt krav til at operatøren presenterte sine toleransegrenser, med begrunnelse, som skal gjelde for utbyggingsfasen og driftsfasen, og kanskje også de prinsipper som operatøren planlegger å benytte for å videreutvikle toleransegrensene gjennom driftsfasen. Ptil ville da måtte forsikre seg i kommunikasjon med operatøren forut for innsending av planen om at toleransegrensene (og prinsippene for revisjon) som operatøren foreslår er på et nivå som de vil godkjenne, eventuelt at dersom det ikke er tilfellet, så vil PUD ikke bli godkjent av Ptil.

Plan for utbygging og drift burde være et sentralt virkemiddel for Ptil, ettersom det er det eneste doku- ment som blir godkjent i en utvikling av nye ressurser, alle etterfølgende dokumenter får et kun et sam- tykke fra myndighetene til videre aktivitet, uten at noe dokument godkjennes.

På den annen side er det påvist i en forskningsartikkel (Vinnem, 2014) at Ptils uttalelser knyttet til Plan for utbygging og drift for 2 navngitte utbyggingsprosjekter de siste ti år har vært svært kortfattede i de undersøkte tilfeller, uten å peke på noen av de usikkerheter som konseptvalgene innebar. Det er mulig at Ptil vil hevde at dette ble kommunisert til rettighetshaverne gjennom prosessen fram til innsending av PUD. I de undersøkte tilfeller viste det seg utover i prosjektet at det var vesentlige usikkerheter som ikke var tilfredsstillende adressert før PUD ble fremmet. Det hadde derfor ikke vært unaturlig at Ptil, dersom de var klar over usikkerheter, hadde kommentert disse i sin innstilling om de relevante PUD søknader.

Dersom PUD skal benyttes som et mere aktivt redskap i godkjenning av forutsetningene for risikostyring i et nytt utbyggingsprosjekt, vil det trolig forutsette at Ptil gir mer aktive uttalelser når de vurderer PUD søknader.

Løsningen ville gi god forutsigbarhet for selskapene, legge til rette for likebehandling, og gi god transpa-rens. Men det ville bli mer krevende for selskapene, så deres tilslutning er ikke åpenbar.

## **7.3 3. Kun kriterier for design**

Toleransegrenser for design i forhold til hovedsikkerhetsfunksjoner er uttrykt av Ptil, se beskrivelse på side 7. Det er også bemerket at dette er de kriterier som har hatt sterk påvirkning på design i de seinere

år, fordi de generelle toleransegrensene har vært på et høyt nivå. I tillegg er det gitt grenser for naturlaster uttrykt gjennom aksepterte standarder.

For eksisterende innretninger ville det bli liten endring av praksis om en sløyfet de generelle toleransegrenser for risiko, og kun forholdt seg til toleransegrenser uttrykt for design for naturlaster og hovedsikkerhetsfunksjoner.

Men for nye konsepter, spesielt ubemannede produksjonsinnretninger, vil det være uklart hvordan toleransegrensene knyttet til hovedsikkerhetsfunksjoner skal tolkes. Det er derfor ikke sikkert at denne løsningen er problemfri heller, i det minste må Ptil kommunisere tydelig hvordan reglene skal tolkes i forhold til at innretningene forventes å være bemannet kun en liten andel av tida, og at det forventes kun et lite antall sikkerhetssystemer som blir installert.

Det springende punkt er om det skal forutsettes at innretningene følger alle krav til barrierer (sikkerhets- og beredskapssystemer) og toleransegrenser for sikkerhetsfunksjoner i de periodene de er bemannet, eller om det kan aksepteres et mye høyere risikonivå når innretningene er bemannet, fordi det skjer kun i noen få, korte perioder. Sistnevnte betraktning er en form for samfunnsmessig betraktning, der en høy risiko skal tolereres fordi det skjer sjelden. Til en viss grad er det slik en fortsatt høy risiko under helikoptertransport tolereres, fordi det er en kortvarig risikoeksponering, 2 ganger (opptil ca. 1 time varighet) hver arbeidsperiode på sokkelen. Selskapene synes å ha lagt denne betraktningssmåten til grunn i sin kommunikasjon rundt risikonivå for ubemannende innretninger. Dette er diskutert i artikkelen om toleransegrenser for fremtidig ubemannede innretninger (Vinnem, 2021).

Men for de det angår må dette framstå som en uholdbar tolkning. Når en er på jobb på de normalt ubemannede innretninger, bør en være like godt beskyttet uavhengig av hvor lenge en skal være til stede. Dette er også et naturlig krav, ettersom en kan se for seg at mannskaper som bemanner normalt ubemannede innretninger kan ha dette som hovedbeskjeftigelse, å besøke enhver ubemannet innretning som trenger intervensjon eller vedlikehold. Med selskapenes argumentasjon ville de i så fall konstant bli utsatt for et mye høyere risikonivå.

Derfor er det grunn til å tro at barrierekrav og hovedsikkerhetsfunksjoner vil bli et kontroversielt tema for komplekse, ubemannede innretninger.

Det hindrer ikke at beskyttelse av personell både på bemannede og ubemannede innretninger kan reguleres tilfredsstillende gjennom toleransegrenser for naturlast og hovedsikkerhetsfunksjoner, dersom myndighetene er forberedt på å stille ufravikelige krav til tolkning som diskutert her.

#### **7.4 4. Videreføre prinsippene, endre praksis**

Den enkleste form for endring som kan medvirke til at risikostyring knyttet til storulykker fungerer bedre, er å videreføre kravene slik de er uttrykt i dagens regelverk, men at Ptil samtidig endrer sin tilsynspraksis i betydelig grad, slik at selskapene ikke kan beholde de samme toleransegrenser i mer enn 20 år, slik at de kommer helt i utakt med nivåene i virksomheten.

Dette vil langt på vei innebære noe av det samme som er foreslått som alternativ 2 (side 19), men at en oppnår det samme gjennom endring av tilsynspraksis i stedet for å endre regelverket. Endring av tilsynspraksis kan trolig iverksettes i løpet av noen få måneder, mens endring av regelverket vil trolig ta flere år.

Dersom en skal endre tilsynspraksis knyttet til risikostyring, vil det være aktuelt (og kjappest) å revidere Ptils risikostyringsnotat (Petroleumstilsynet, 2018).

Selskapene vil trolig motsette seg endringer som anses å være en innskjerping, men kanskje er dette alternativet lettere å akseptere for selskapene.

## 8. Konklusjoner

Foregående kapittel har med utgangspunkt i forslagene i Ptil rapport drøftet fire mulige løsninger som representerer en utvidelse av de muligheter som vurderes:

1. Forlate toleransekriterier, erstattes med ALARP som risikostyringsprinsipp
2. Utvidede regelverkskrav
3. Kun kriterier for design
4. Videreføre prinsippene, endre praksis.

Følgende konklusjoner kan trekkes i forhold til disse mulige løsningene:

1. Forlate toleransekriterier, erstattes med ALARP som risikostyringsprinsipp
  - I motsetning til Proactimas rapport (Proactima, 2020) finner vi at det er mange faktorer som taler for at denne løsningen ikke vil fungere effektivt som risikostyringsprinsipp for petroleumsvirksomheten til havs med de endringer i rammebetingelser som har skjedd de seinere år og som ventes fram mot 2030.
  - Den reviderte risikodefinsjonen med større vektlegging av usikkerhet og kunnskapsbehov er ikke tilstrekkelig tungtveiende til å kompensere for de andre negative faktorene knyttet til denne løsningen, men ytterligere veiledning til industrien kan være nødvendig.
  - Konklusjonen bygger i stor grad på erfaringer med etterlevelse av overordnede målsettinger i de seinere år, med de betydelige endringer i rammebetingelser som har skjedd og som ventes fram mot 2030.
  - Løsningen vil også ha en klar negativ effekt i forhold til behov for forutsigbarhet for industrien.
  - Dersom denne løsningen velges, vil det også gi et uønsket signal om at Ptil blir utydeligere i sin tilsynspraksis (det motsatte av "hardere i klypa").
2. Utvidede regelverkskrav
  - Den kanskje enkleste løsningen er å utvide kravene til innhold i PUD, slik at operatøren må presentere de vedtatte toleransegrenser for risiko for utbyggingen og prinsipper for oppdatering av toleransegrensene gjennom driftsfasen, for godkjenning av Ptil som del av deres godkjenning av PUD.
  - Løsningen representerer en videreføring av eksisterende prinsipper for risikostyring, og bør være godt gjennomførbar i praksis.
3. Kun kriterier for design
  - Denne løsningen vil være en formalisering av slik det i praksis har fungert i de siste 5–10 år, og representerer slik sett en mindre justering.
  - For selskapene vil denne løsningen representere videreføring av kjent praksis, og forventes å være uproblematisk.
  - Utfordringen vil være å få aksept for omforent tolkning av hvordan hovedsikkerhetsfunksjoner skal tolkes for normalt ubemannede innretninger.
  - Denne løsningen kan uansett kanskje gi et svakt uønsket signal om at Ptil blir utydeligere i sin tilsynspraksis.
4. Videreføre prinsippene, endre praksis
  - Denne løsningen er kjappast å implementere, ettersom Ptil raskt kan endre sin tilsynspraksis, og uttrykke forventninger i en revidert versjon av sitt fagnotat om risikostyring.
  - Kan oppnå noe av det samme som alternativ 2, men med en svakere formell basis, og kanskje heller ikke i samme grad som alternativ 2.

Dette innebærer at vår anbefalte prioritering av alternativene er som følger:

- 1. prioritet: Alternativ 2: Utvide regelverkskrav
- 2. prioritet: Alternativ 4: Videreføre prinsippene, endre praksis
- 3. prioritet: Alternativ 3: Kun kriterier for design.

Alternativ 1: Forlate toleransekriterier, erstattes med ALARP som risikostyringsprinsipp er ikke gitt prioritet på denne listen, da vi fraråder å velge denne løsningen.

## 9. Veien videre?

Vi foreslår følgende veivalg for Ptils videre arbeid med risikostyring:

- "Skynde seg langsomt": Vente på viktige studier som avsluttes i 2022

Ptil har kommunisert at de ikke har hastverk med å gjennomføre endringer. Det er kjent at myndighetene (ASD og Ptil) har startet eller er i ferd med å starte viktige studier som primært skal være del av underlag for en mulig fremtidig ny HMS-melding for petroleumsvirksomheten, men også gi viktig underlag for vurdering av mulige endringer av tilsynspraksis, betydningen av endring av rammebetingelser, mv. Det kan være hensiktsmessig å kjenne resultatene av disse studiene (og eventuelt andre) før en gjør vesentlige endringer av risikostyringsprinsippene.

- Unngå store endringer før 2030

Hvis vi får rett i hypotesen om at det blir et veiskille for norsk petroleumsvirksomhet omtrent rundt år 2030, kan det være grunn til ikke å gjøre omfattende endringer før 2030, utover mulig justering av praksis. Dette veiskillet forutsetter at alle utbyggingsprosjekter som leverer PUD før utgangen av 2022 under de gunstige skattereglene vedtatt av Stortinget i 2020 er gjennomført før 2030, og at det enten gjennom normale markedsmekanismer eller politisk blir satt sluttstrek for nye utbyggingsprosjekter, eksempelvis ved regjeringsdannelse etter valget i 2029.

- Gå gradvis fram: Teste ut mindre justeringer først

Det sies ofte på engelsk: "if it ain't broken, don't fix it" (ikke reparer noe som fungerer). Norge er trolig fortsatt verdensledende på HMS i petroleumsvirksomheten, og det er derfor kanskje ikke lurt å endre radikalt på risikostyringsprinsippene. Det kan slik sett være hensiktsmessig å teste ut mindre justeringer først (alternativ 4 i foregående kapittel), før en eventuelt gjør større endringer, dersom mindre justeringer ikke gir ønsket effekt.

## 10. Referanser

- Arbeids- og sosialdepartementet, 2013. Tilsynsstrategi og HMS-regelverk i norsk petroleumsvirksomhet, rapport fra en ekspertgruppe til Arbeidsdepartementet 27.8.2013 ifølge mandat av 31.10.2012 (Engen I)
- Arbeids- og sosialdepartementet, 2018. Meld. St. 12 (2017-2018) Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten
- Arbeids- og sosialdepartementet, 2019. Bruken av flerbruksfartøy i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, Rapport fra partssammensatt arbeidsgruppe, ASD, 2.7.2019
- Aven & Vinnem, 2007. Risk management, with applications from the offshore petroleum industry, Springer, 2007
- EU, 2013. Directive 2013/30/EU of the European parliament and of the council of 12 june 2013 on safety of offshore oil and gas operations and amending directive 2004/35/ec
- Jensen, A. og Sande, T., 1973. Risikoanalyse, konkretisering av fare som ledd i beslutningsprosessen, FBT/VHL, Trondheim, 1973
- Norsk Olje og Gass, 2019. JIP: Risk informed decision support in development projects (RISP), Main report, 13.12.2019 <https://www.norskoljeoggass.no/contentassets/433b5a6a2ef54e429ead0f6934119d1d/final-main-risp--report-0647-r-0125-13122019-complete.pdf>
- Oljedirektoratet, 1991. Forskrift for gjennomføring og bruk av risikoanalyser i petroleumsvirksomheten, OD, 1991
- Oljedirektoratet, 1981. Sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsepter, OD, 1981
- Petroleumstilsynet, 2017. Barrierenotat 2017, Prinsipper for barrierestyring i petroleumsvirksomheten, Petroleumstilsynet, 2017.
- Petroleumstilsynet, 2018. Integriert og helhetlig risikostyring i petroleumsvirksomheten, Petroleumstilsynet, 2018.
- Petroleumstilsynet, 2020a. Forskrift om styring og opplysningsplikt i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg
- Petroleumstilsynet, 2020b. Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg
- Petroleumstilsynet, 2020c. Forskrift om utforming og utrustning av innretninger med mer i petroleumsvirksomheten
- Petroleumstilsynet, 2021. Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet, utviklingstrekk norsk sokkel, Petroleumstilsynet, 25.3.2021
- Preventor, 2006. ALARP-prosesser, Gjennomgang og drøfting av erfaringer og utfordringer, Utredning for Petroleumstilsynet, Rapport nr 200584-03, 30.3.2006
- Proactima, 2020. Petroleumstilsynet, Bruk av risikoakseptkriterier, en evaluering, Proactima, 7.12.2020
- Riksrevisjonen, 2019. Riksrevisjonens undersøkelse av Petroleumstilsynets oppfølging av helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Riksrevisjonen Dokument 3:6 (2018–2019)
- SINTEF, 2017. Hvordan defineres "Worst credible process fire", rapport STF A27996, 8.2.2017
- Vinnem, J.E. (2014). Uncertainties in a risk management context in early phases of offshore petroleum field development, Loss Prevention in the Process Industries, 32, pp. 767–776

Vinnem, JE. 2021. Assessment of Risk Tolerance for Future Autonomous Offshore Installations, Safety Science, Vol 134

Vinnem, JE. og Røed, W. 2020. Offshore risk assessment, Springer.