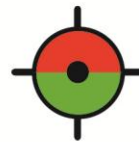


VURDERING AV ÅRSAKER OG MEDVIRKENDE FAKTORER SOM KAN RESULTERE I AKUTT UTSLIPP TIL SJØ FRA PETROLEUMSVIRKSOMHET I NORDSJØEN OG SKAGERRAK



PETROLEUMSTILSYNET



Rapport	
Rapporttittel	Rapportnummer
Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak.	

Gradering		
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset	<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig	

Involverte	
Petroleumstilsynet: Ingrid Årstad, Ingvill Røsland og Vidar Kristensen	Dato: 24. april 2012
Proactima: Hermann Steen Wiencke, Karianne Haver, Toril Gya og Roger Flage	

Rapport og prosjektinformasjon	
Sammendrag	
<p>Ptil fører tilsyn med at aktørene arbeider målrettet med å forebygge uønskede hendelser som kan medføre akutte utslipp på norsk sokkel. Som en del av Ptils grunnlag for oppfølging av næringen gjennomføres det vurderinger av risikoen forbundet med akutte utslipp til sjø for de ulike havområdene i år 2010, samt for et potensielt fremtidsbilde i år 2030.</p> <p>Denne rapporten presenterer vurderinger av risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030. Et av formålene med denne rapporten er å belyse årsaker og medvirkende faktorer til hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og Skagerrak. Et annet sentralt formål er å belyse i hvor stor grad, og på hvilken måte, det eventuelt er mulig å påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø. Det er derfor lagt stor vekt på å synliggjøre hvordan beslutninger og valg på ulike nivåer vil kunne påvirke risikoen i positiv eller negativ retning. Videre er det lagt vekt på å synliggjøre usikkerhet, hva som i stor grad er styrbart eller ikke, samt behov for eventuell ytterligere kunnskapsutvikling.</p>	
Norske emneord	
Prosjektittel	Prosjektnr
Antall sider	Opplag

RAPPORT

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Oppsummering:

Denne rapporten presenterer vurderinger av risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030. Rapporten er utarbeidet av Proactima AS i samarbeid med, og på oppdrag for, Petroleumstilsynet. Et av formålene med denne rapporten er å belyse årsaker og medvirkende faktorer til hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og Skagerrak. Et annet sentralt formål er å belyse i hvor stor grad, og på hvilken måte, det eventuelt er mulig å påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø. Det er derfor lagt stor vekt på å synliggjøre hvordan beslutninger og valg på ulike nivåer vil kunne påvirke risikoen i positiv eller negativ retning. Videre er det lagt vekt på å synliggjøre usikkerhet, hva som i stor grad er styrbart eller ikke, samt behov for eventuell ytterligere kunnskapsutvikling.

Hovedformålet er **ikke** å presentere et sett med tall og størrelser som på en forenklet måte skal kunne beskrive et sant eller riktig risikobilde. Hovedformålet er på mange måter det motsatte, det vil si å synliggjøre at risikoen for akutt utslipp **ikke** er forhåndsbestemt og styrt av historiske data og statistikk, men at det er de tiltak, løsninger og beslutninger man fatter på ulike nivåer som er det avgjørende.

Nøkkelord	Risiko, akutt utslipp, petroleumsvirksomhet, årsaker, medvirkende faktorer, Nordsjøen, Skagerrak
Rapport nr.	PS-1070011-RE-07
Konfidensialitet	Åpen
Dato	07. mars 2012
Revisjon nr.	2
Sider	121
Revidert dato	24. april 2012

Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag	7
2	Introduksjon	9
2.1	Bakgrunn	9
2.2	Formål.....	9
2.3	Avgrensninger.....	10
2.4	Rammer for vurdering av årsaker og medvirkende faktorer	11
2.5	Begrepsavklaringer	12
2.6	Forkortelser	13
2.7	Metodebeskrivelse	14
2.8	Tilnærming til begrepene risiko og miljørisiko lagt til grunn i denne rapporten	17
2.8.1	Begrepsapparat	17
2.8.2	Tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko	18
3	TRINN 1: Vurdere hvor det er relevant petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak og velge representative områder (hvor et akutt utslipp kan inntreffe)	22
4	TRINN 2: Identifisere og vurdere hvilke hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i området (hva som kan inntreffe)	24
4.1	Valg av relevante hendelsestyper forbundet med petroleumsvirksomhet i området	24
4.2	Relevante hendelsestyper for ulike innretningstyper og utbyggingsløsninger.....	25
4.3	Relevante hendelsestyper og ulike faser av en feltutvikling / -utbygging	29
5	TRINN 3: Vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at det inntreffer et akutt utslipp til sjø (hvor mye og hva som slippes ut)	31
5.1	Utblåsning.....	32
5.2	De andre hendelsestypene.....	34
5.3	Oppsummering av foreslåtte utslippsscenarioer	35
6	METODEBESKRIVELSE – TRINN 4: Identifisere og vurdere faktorer av betydning for at akutt utslipp til sjø skal inntreffe eller hvor mye som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer (hva som påvirker)	39
6.1	METODEN – TRINN 4.A: Identifisere og vurdere sentrale faktorer.....	40
6.2	METODEN – TRINN 4.B: Etablere et referansenivå	42

6.3	METODEN – TRINN 4.C: Vurdere styrbarhet	44
6.4	METODEN – TRINN 4.D: Vurdere usikkerhet.....	46
6.5	METODEN – TRINN 4.E: Samlet vurdering og fremstilling	47
7	TRINN 4.A: Identifisere og vurdere faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø i Nordsjøen og Skagerrak.....	52
7.1	Områdespesifikke faktorer	52
7.2	Aktivitetsspesifikke faktorer	60
7.3	Industrispesifikke faktorer.....	68
7.4	Oppsummering.....	75
8	TRINN 4.B: Etablere et referansenivå for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak	77
9	TRINN 4.E: Samlet vurdering og fremstilling av faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030	79
9.1	Risikoutvikling i Nordsjøen i perioden 2001-2010	80
9.2	Risikoutvikling i perioden frem til 2030.....	91
9.3	Oppsummering av samlet vurdering og fremstilling av sentrale faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030	103
10	Teknologi- og kunnskapsutvikling i petroleumsvirksomheten.....	106
11	Vurdering av tiltak for å hindre akutt utslipp til sjø	107
11.1	Tiltak i petroleumsnæringens regi for å redusere muligheten for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp	107
11.2	Tiltak i myndighetenes regi for å redusere muligheten for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp.....	110
12	Oppsummering.....	113
13	Referanser.....	117

Vedlegg 1 – Trinn 4.C - 4.D Vurdere styrbarhet og usikkerhet for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Vedlegg 2 – Tilnærming til begrepene risiko og miljørisiko lagt til grunn i denne rapporten

1 Sammendrag

Denne rapporten presenterer vurderinger av risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Rapporten dekker den delen av hendelsesforløpet ved et potensielt utslipp som skjer *før* et eventuelt utslipp resulterer i forurensning på sjøen.

Et av formålene med rapporten er å belyse årsaker og medvirkende faktorer til hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og Skagerrak. Et annet sentralt formål er å belyse i hvor stor grad, og på hvilken måte, muligheten for akutt utslipp til sjø kan styres. Det er derfor lagt vekt på å synliggjøre hvordan beslutninger og valg på ulike nivåer vil kunne påvirke risiko for akutt utslipp til sjø i positiv eller negativ retning. Videre er det lagt vekt på å synliggjøre usikkerhet, hva som i stor grad er styrbart eller ikke, samt behov for eventuell ytterligere kunnskapsutvikling.

For å vurdere ulike hendelsestyper som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø, deres årsaker og medvirkende faktorer, er det valgt å benytte en metode bestående av følgende fire hovedtrinn, jf. Figur 4.

1. Vurdere hvor det er relevant petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, og velge representative områder (hvor et akutt utslipp kan inntreffe).
2. Identifisere og vurdere hvilke hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i området (hva som kan inntreffe).
3. Vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at et akutt utslipp inntreffer (hvor mye og hva som slippes ut).
4. Identifisere og vurdere faktorer av betydning for at akutt utslipp til sjø skal inntreffe eller hvor mye som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer (hva som påvirker).

I denne rapporten presenteres en samlet vurdering og fremstilling av faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø for noen eksempler på typiske innretninger som er vurdert å være relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030. Det er lagt vekt på å vise hvordan ulike område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorer påvirker risikoen for akutt utslipp til sjø i Nordsjøen og Skagerrak. Den samlede vurderingen viser hvilke faktorer som er vurdert til å være viktige for hvordan risikonivået i Nordsjøen og Skagerrak vil kunne utvikle seg. Det er fokusert på i hvilken grad risikonivået kan påvirkes og styres.

Nordsjøen og Skagerrak har et areal på omtrent 750.000 km², noe som tilsvarer om lag to ganger Norges landareal. Å beskrive alle hendelser som potensielt kan medføre akutt utslipp til sjø i et så stor område, og i en kontekst som er i kontinuerlig ending, er en uoverkommelig oppave. Enhver beskrivelse av risiko vil i praksis være en beskrivelse av et begrenset utvalg hendelser / konsekvenser (scenarioer) og tilhørende usikkerhet, basert på en rekke forutsetninger, og antagelser.

Risiko er et uttrykk for **potensielle** akutte hendelser som kan oppstå som følge av menneskelig aktivitet, potensielle negative konsekvenser disse kan føre til, og tilhørende usikkerhet. Risiko er ikke et uttrykk for noe som **er**, men et uttrykk for noe som **kan** skje. Ingen aktivitet kan foregå uten risiko, det vil si uten usikkerhet om hva konsekvensene av aktiviteten **kan** bli.

Usikkerhet er uløselig knyttet til risikobegrepet. Dette gjelder generelt og når en søker å beskrive potensielle utfordringer i et langsiktig perspektiv. Enhver beskrivelse av risiko er en beskrivelse av et begrenset utvalg av aktuelle risikoer, basert på en rekke forutsetninger, og antagelser. Et sentralt mål med risikovurderinger er nettopp å få frem usikkerhet for å være i stand til å håndtere denne, og dermed unngå ulykker og skader i praksis.

Risiko, herunder usikkerhet, er uunngåelig, men risiko kan styres ved å iverksette relevante og adekvate tiltak for å unngå at det som **kan** skje ikke skjer. Enhver verdiskapende aktivitet må derfor

investere i tiltak som forhindrer verdiødeleggelse, også i et samfunnsperspektiv. Ved å fokusere på disse forholdene vil en kunne redusere risikoen for akutt utslipp til sjø.

Risikonivået i Nordsjøen preges av at det er mange innretninger i drift og at flere av disse er aldrende og har nådd den levetiden de opprinnelig var designet for. Norskehavet har større utfordringer knyttet til høyere trykk og større vanddyb enn hva som er tilfellet i Nordsjøen, mens Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten har utfordringer knyttet til kaldt klima. Det er likevel ikke vurdert at risikonivået i Nordsjøen er spesielt høyt.

Det er ikke funnet grunn til å konkludere med at ulykkesrisikoen vil endre seg vesentlig i perioden frem mot 2030. Som vurderingene over viser er det et potensial for et betydelig lavere risikonivå, men også en fare for at risikonivået kan øke. Viktige forutsetninger for en positiv utvikling er:

- Det at risikonivået i Nordsjøen er vurdert til ikke å være spesielt høyt betyr ikke null risiko. En slik konklusjon om risikonivået i Nordsjøen må ikke leses som at det ikke er en ulykkesrisiko forbundet med petroleumsvirksomhet. En slik konklusjon betyr heller ikke at det ikke er behov for tiltak for å holde risikoen på et lavt nivå. Risikonivået er ikke en tilstand, men noe som skapes og gjenskapes kontinuerlig i hver enkel aktivitet. Risikonivået er den dynamiske resultatanten av et kontinuerlig arbeid, som forutsetter en grunnleggende erkjennelse av usikkerhet, kompleksitet og dynamikk i risiko og en kontinuerlig kritisk tilnærming til forsvarsverket som er etablert for å unngå ulykker. En konklusjon om at risikonivået ikke er spesielt høyt opprettholder behov for risikohåndtering og refleksjon om teknologi- og kunnskapsutvikling for ytterligere risikoreduksjon.
- En grunnleggende forutsetning for denne konklusjonen er at risikoreducerende tiltak som det er redegjort for i kapittel 10 og 11 gjennomføres. Dette forutsetter implementering av tiltak både i aktørenes regi i alle sektorer og i forvaltningens regi. Det forutsetter at nødvendige ressurser avsettes til teknologi- og kunnskapsutvikling som kan bidra til å redusere ulykkesrisiko og prioritering av arbeidet med å samordne forvaltningens innsats for en helhetlig økosystembasert forvaltning.

Det er redegjort for tiltak som kan bidra til å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutt forurensning i petroleumsvirksomheten.

Tiltak i aktørenes regi, blant annet:

- *Utvikling av en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko*, herunder bedre identifikasjon og håndtering av målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping.
- *Teknologi- og kunnskapsutvikling*, blant annet med hensyn til oljelasting, lekkasjedeteksjon på undervannsanlegg, slip joint, fleksible stigerør og kaksinjeksjon, endringsprosesser, vedlikehold, kompetanse, kapasitet, sikkerhetsledelse, organisatorisk læring, overvåkning og ivaretagelse av brønnbarrierer.
- *Samarbeid og samspill mellom aktørene som deltar i petroleumsvirksomheten*, gjennom blant annet industriprosjekter og standardiseringsarbeid.

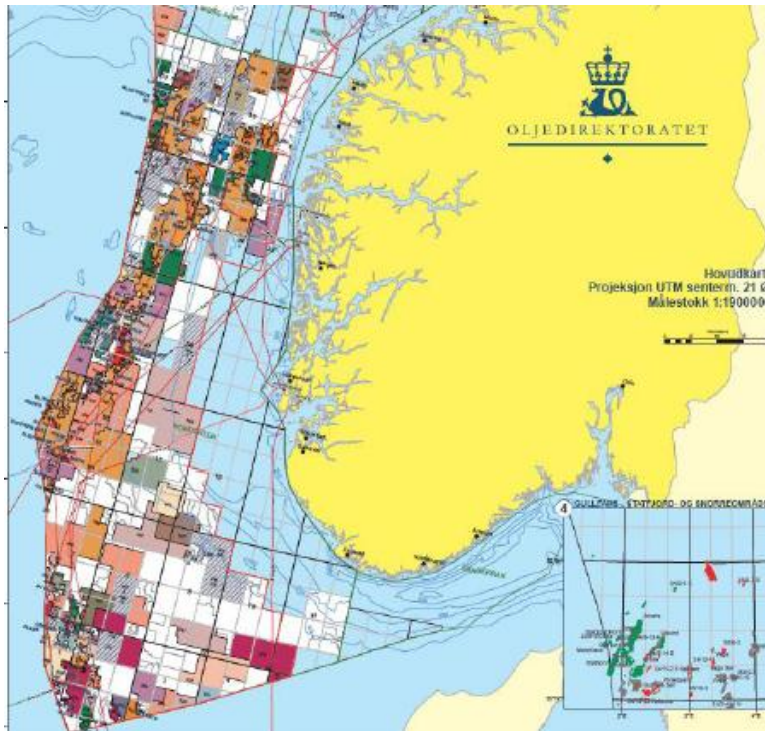
Tiltak i myndighetenes regi, blant annet:

- *Videreutvikling av rammebetingelser*, herunder regelverksutvikling, tildelingskriterier ved åpning av nye områder og vilkår i utvinningstillatelser.
- *Forbedring av overvåking av risikoutvikling i petroleumsvirksomheten* gjennom utvikling av RNNP-AU.
- *Påvirkning av teknologi- og kunnskapsutvikling* for bedre integrasjon av HMS-hensyn, samt bedre evaluering og formidling av bidrag til ulykkesforebygging.

2 Introduksjon

2.1 Bakgrunn

Petroleumstilsynet (Ptil) fører tilsyn med at aktørene arbeider målrettet med å forebygge uønskede hendelser som kan medføre akutte utslipp. Denne rapporten utgjør en sentral del av Ptils grunnlag for oppfølging av næringen ved at den presenterer vurderinger av sentrale faktorer som er av betydning for risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030. Området som dekkes i vurderingene er vist i Figur 1 og samsvarer med områdeinndelingen som blant annet benyttes i Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet – Akutte utslipp (Ptil, Safetec & Preventor, 2011).



Figur 1: Kart med oversikt over petroleumsaktivitet i Nordsjøen (OD, 2010a).

Ett av målene med denne rapporten er å synliggjøre sentrale faktorer som er av betydning for forsvarlig petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030. Dette inkluderer påvirkning av faktorer som regelverk, teknologiutvikling, forskning og utvikling (FoU) osv.

Rapporten er utarbeidet av Proactima AS i samarbeid med, og på oppdrag for, Ptil. Denne rapporten bygger videre på, og henger tett sammen med, rapportene "Vurderinger av frekvenser relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030" (Proactima, 2012a) og "Forslag til scenarier relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030" (Proactima, 2012b). Videre i denne rapporten blir disse rapportene referert til som henholdsvis frekvensrapporten og scenariorapporten.

2.2 Formål

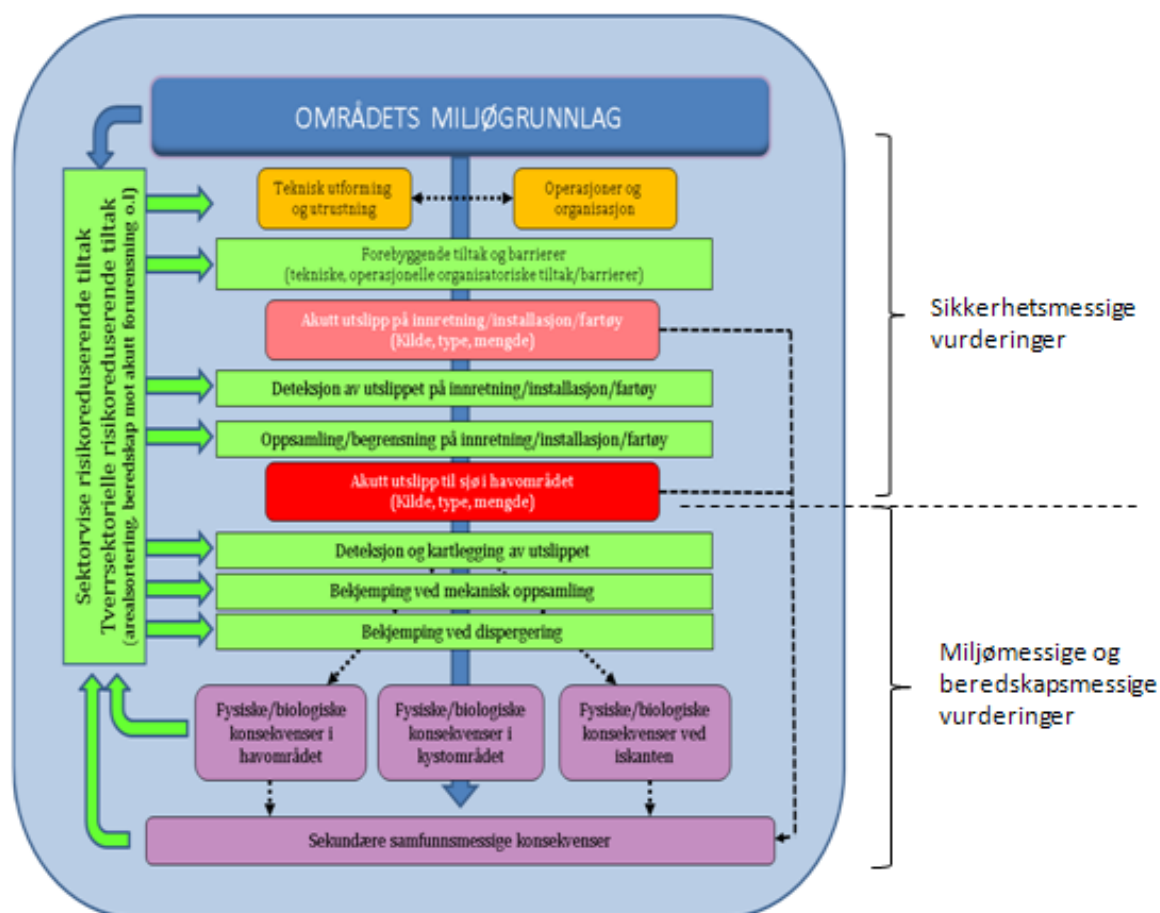
Et av formålene med denne rapporten er å belyse årsaker og medvirkende faktorer til hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Et annet sentralt formål er å belyse i hvor stor grad, og på hvilken måte, risiko for akutt utslipp til sjø kan styres. Det er derfor lagt stor vekt på å synliggjøre hvordan beslutninger og valg på ulike nivåer

kan påvirke muligheten for akutt utslipp til sjø i positiv eller negativ retning. Videre er det lagt vekt på å synliggjøre usikkerhet, hva som i stor grad er styrbart eller ikke, samt behov for eventuell ytterligere kunnskapsutvikling.

Hovedformålet er **ikke** å presentere et sett med tall og størrelser som på en forenklet måte skal kunne beskrive et sant eller riktig risikobilde. Hovedformålet er på mange måter det motsatte, det vil si å synliggjøre at risikoen for akutt utslipp **ikke** er forhåndsbestemt og styrt av historiske data og statistikk, men at det er fremtidige tiltak, løsninger og beslutninger fattet på ulike nivåer som er det avgjørende.

2.3 Avgrensninger

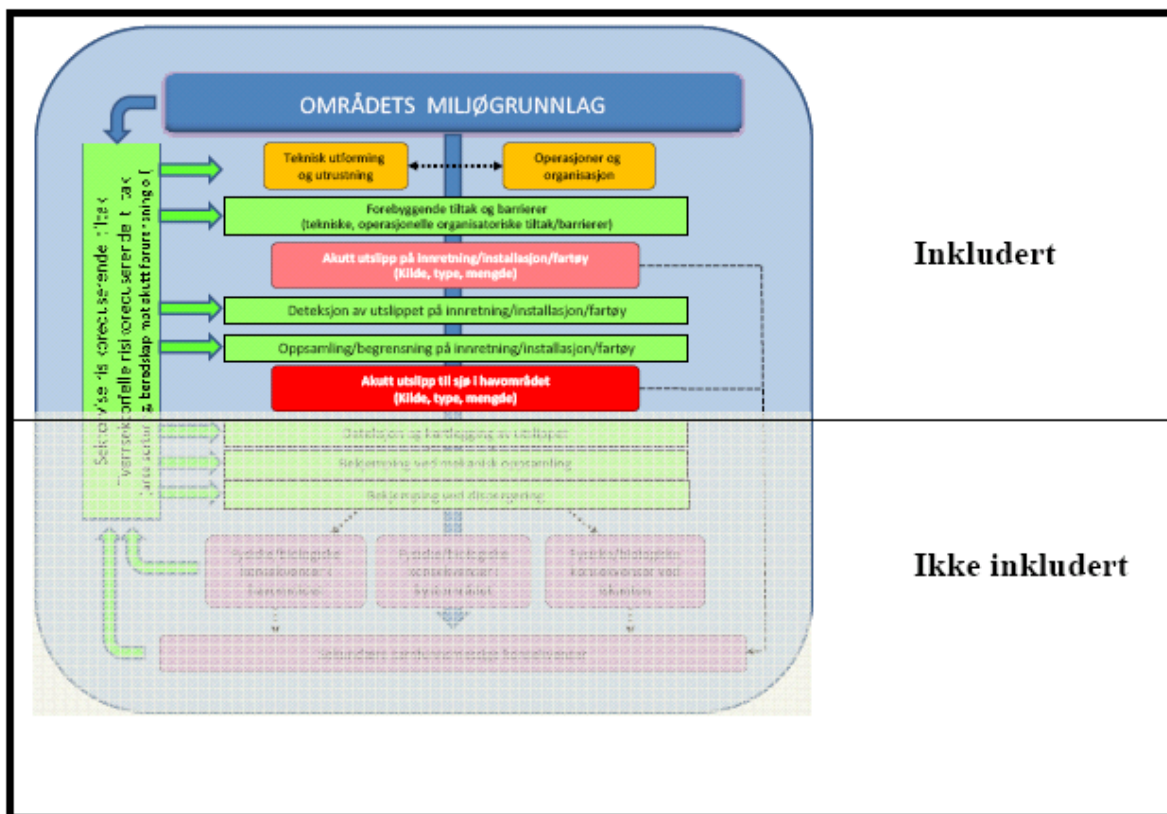
I vurderingene av risiko forbundet med akutt utslipp til sjø legges det til grunn den samme tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko som ble benyttet i forbindelse med utarbeidelsen av det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten i 2010 (Faglig forum, Overvåkingsgruppen & Risikogruppen, 2010). Figur 2 illustrerer et akutt utslipp som en hendelsessekvens illustrert ved at det går piler mellom de ulike elementene ovenfra og nedover. Modellen bygger således på de samme prinsippene som ligger til grunn for bow-tie-modellen innenfor risikoanalyse (Aven et al., 2008). Bow-tie-modellen brukes ofte for å fremstille hendelsesforløp og faktorer som påvirker disse. Modellen illustrert i Figur 2 har vært utgangspunktet for de vurderinger og analyser som er gjennomført i forbindelse med utarbeidelsen av denne rapporten, og beskrives mer detaljert i kapittel 2.8.



Figur 2: Tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko (Faglig forum, Overvåkingsgruppen & Risikogruppen, 2010).

Denne rapporten er avgrenset til sikkerhetsmessige vurderinger av et potensielt akutt utslipp (hendelsestype, lokasjon, oljetype, utslippsmengde) som kan legges til grunn for videre vurderinger

av hendelsesforløpet. Rapporten omhandler således de elementene som ligger ovenfor den røde tekstboksen "Akutt utslipp til sjø i havområdet" i Figur 2 med hensyn til å vurdere årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i slike utslipp. Dette er illustrert i Figur 3.



Figur 3: Dekningsområdet for denne rapporten.

I denne rapporten er det kun gjort vurderinger knyttet til akutt utslipp av olje til sjø. Regulære driftsutslipp, kjemikalieutslipp og akutt utslipp til luft er altså ikke vurdert. Videre er hendelser relatert til skipsfart som genereres av petroleumsvirksomheten, samt hendelser knyttet til for eksempel russiske tankere i norsk farvann, ikke inkludert i denne rapporten. Kollisjon mellom innretning og skip som resulterer i skade og potensielt utslipp fra innretningen er imidlertid vurdert.

2.4 Rammer for vurdering av årsaker og medvirkende faktorer

Ulykkesrisiko relatert til petroleumsvirksomhet i et stort geografisk område skal beskrives. Dette skal gjøres i et langsiktig perspektiv og i et samfunnsperspektiv, gitt dagens kunnskap, usikkerhet og erfaringer. Dette arbeidet er således noe forskjellig fra de vurderinger som industriaktører utfører når de vil underbygge beslutninger avgrenset til en konkret innretning eller en konkret brønn. Det finnes en rekke retningslinjer og dataverktøy for å understøtte innretningsspesifikke / feltspesifikke beslutninger som aktørene bruker for å dimensjonere sikkerhets- og beredskapstiltak i hver enkel aktivitet. Risikoanalyser er et eksempel på et slikt verktøy. Det er derimot ikke utviklet tilsvarende retningslinjer og verktøy for å underbygge myndighetenes langsiktige beslutninger som skal gjelde for et større havområde.

Området som dekkes i denne rapporten for Nordsjøen og Skagerrak er på ca. 750.000 km², tilsvarende om lag to ganger Norges landareal (Havforskningsinstituttet, 2011). Å beskrive *alle* hendelser som potensielt kan medføre akutt utslipp til sjø i et så stort område, og i en kontekst som er i kontinuerlig endring, er en uoverkommelig oppgave.

Enhver beskrivelse av risiko vil i praksis være en beskrivelse av et begrenset utvalg hendelser/konsekvenser (scenarier) og tilhørende usikkerhet, basert på en rekke forutsetninger og antagelser. I denne rapporten er det valgt å benytte en scenaribasert tilnærming, som er påvirket av målet om å bidra til en kontinuerlig risikoreduksjon gjennom en helhetlig økosystembasert forvaltning.

Følgende er lagt til grunn for denne rapporten:

- Mål, prinsipper og kriterier som skal legges til grunn ved bærekraftvurderinger i norsk forvaltning, og som er forankret i Naturmangfoldloven som gir grunnlag for en helhetlig økosystembasert forvaltning (LOV-2009-06-19-100)¹
- Internasjonale standarder for terminologi tilknyttet risiko og risikostyring (ISO Guide 73 og ISO 31000 (ISO, 2009a; 2009b))
- Beslutningsrelevant informasjon, det vil si at risikobeskrivelsene går lengre enn forventningsverdier (det tradisjonelle "sannsynlighet multiplisert med konsekvens") da det legges vekt på å få frem:
 - Informasjon som er relevant gitt type beslutninger som skal tas (relevant for å ta stilling til forutsetninger for en bærekraftig utvikling av området)
 - Informasjon som fremmer en nyansert forståelse av risiko (åpenhet om forutsetninger, usikkerhet og begrensninger)
 - Informasjon som fremmer beslutninger som kan bidra til risikoreduksjon

Risiko handler om fremtiden og dermed om usikkerhet. Nordsjøen blir regnet som et modent område i petroleumssammenheng, med kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd infrastruktur (OD, 2010b). I denne rapportens kontekst er imidlertid usikkerheten betydelig, da tidshorizonten for scenarioene som velges er 2030 og datamaterialet om ulykker er begrenset.

Det faktum at enhver menneskelig aktivitet er forbundet med en risiko gir sjeldent tilstrekkelig informasjon til å ta stilling til om en aktivitet er forsvarlig eller ikke. Tilsvarende er det faktum at ulykker har skjedd, og at verre ulykker ikke kan utelukkes, i seg selv heller ikke tilstrekkelig raffinert informasjon til å underbygge beslutninger som skal tas om Nordsjøen og Skagerrak.

En risikostøttet beslutning vil alltid innebære en avveining mellom mulighet for tap og mulighet for gevinst. Helhetlig økosystembasert forvaltning innebærer blant annet en avveining mellom petroleumsvirksomhetens potensial for verdiskapning og risiko for miljøskade som følge av petroleumsvirksomhet.

Det vil være veldig mange faktorer som kan være av betydning for, og som kan påvirke risikoen for, akutt utslipp til sjø. Årsaksbildet er med andre ord komplekst. I denne rapporten er det trukket frem og diskutert et utvalg av årsaker og medvirkende faktorer som vil være av betydning for risikoen for akutt utslipp til sjø. De faktorer som er belyst, er basert på den kunnskapen som er tilgjengelig per i dag.

2.5 Begrepsavklaringer

I denne rapporten er det valgt å gruppere de potensielle hendelsene som kan føre til et akutt utslipp til sjø, i et sett med hendelsestyper. Med en **hendelsestype** menes her;

En naturlig gruppering av hendelser med utgangspunkt i følgende;

1. deres felles årsakssammenheng,
2. karakteristikkene eller likhetstrekkene mellom de systemene / utstyr som inneholder hydrokarboner, eller

¹ Utdypet i Ot.prp. nr. 52 (2008-2009), kapittel 8.

3. basert på de aktivitetene som hendelsene eventuelt skjer i forbindelse med.

En hendelstype inkluderer her både:

- a) lekkasjer som samles opp / forhindres i å eksponere sjø som en følge av implementerte løsninger, og
- b) hendelser som resulterer i utslipp til sjø direkte eller som følge av feil / svikt / mangler i løsninger etablert for å forhindre utslipp til sjø.

I denne rapporten brukes begrepet **risiko for akutt utslipp til sjø**. Med dette forstås mulige hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp, omfanget av eventuelle utslipp som følge av en gitt hendelse, samt tilhørende usikkerhet (vil de ulike hendelsestypene inntreffe, og hva blir størrelsen på et utslipp gitt at en hendelse har inntruffet?). De mulige miljømessige eller samfunnsmessige *konsekvensene* av et eventuelt akutt utslipp er utenfor Ptils ansvarsområde, og er derfor ikke vurdert i denne rapporten.

Med **faktorer** menes i denne rapporten faktorer som er av betydning for muligheten for at akutt utslipp til sjø skal inntreffe, og/eller hvor mye som kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer. Faktorene kan være relatert til området med petroleumsvirksomhet, aktivitetene som gjennomføres eller industrien som helhet.

Med et **utslippsscenario** menes i denne rapporten en beskrivelse av en mulig hendelse og er forenklet sagt en sammenfatning av følgende dimensjoner:

- Sted / lokasjon for utslippet (hvor et akutt utslipp kan skje)
- Hendelsestype (hva som kan skje)
- Utslippsmengde og egenskaper ved oljen som slipper ut (hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut)

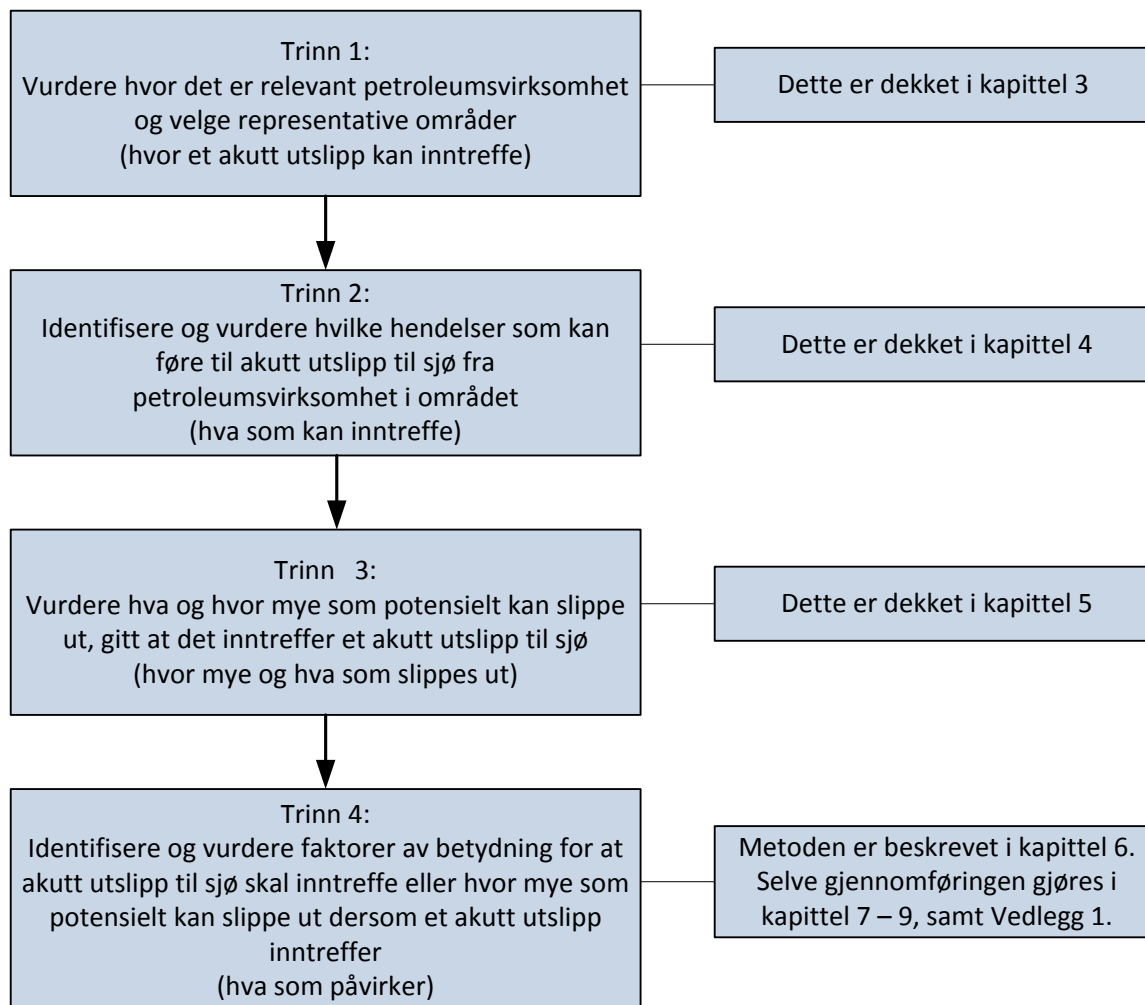
2.6 Forkortelser

BOP	Blowout preventor (utblåsningssikring)
BORA	Barrier and Operational Risk Analysis
CCS	CO2 Capture and Storage (CO2 lagring og transport)
DFU	Definert fare- og ulykkeshendelse
DwH	Deepwater Horizon
FoU	Forskning og utvikling
FPSO	Floating production, storage and offloading (produksjons- og lagerskip)
FPU	Floating production unit (flytende produksjonsenhet)
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
IFE	Institutt for energiteknikk
IKT	Informasjons- og kommunikasjonsteknologi
IO	Integrerte operasjoner
IRF	International Regulators Forum

IRIS	International Research Institute of Stavanger
Klif	Klima- og forurensningsdirektoratet
MTO	Menneske, teknologi, organisasjon
NFR	Norges forskningsråd
NR	Norges Rederiforbund
NVE	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
OD	Oljedirektoratet
OLF	Oljeindustriens landsforening
Ptil	Petroleumstilsynet
RNNP	Risikonivå norsk petroleumsvirksomhet
RNNP-AU	RNNP akutte utslipp
TFO	Tildelinger i forhåndsdefinerte områder
UiS	Universitetet i Stavanger

2.7 Metodebeskrivelse

For å vurdere ulike hendelsestyper som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø, deres årsaker og medvirkende faktorer, er det valgt å benytte en metode bestående av fire hovedtrinn, presentert i Figur 4. Her vises det også hvor de ulike trinnene dekkes i denne rapporten. Hvert av stegene i metoden er kort beskrevet nedenfor.



Figur 4: Metode brukt til å vurdere årsaker og medvirkende faktorer som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø i Nordsjøen og Skagerrak.

Trinn 1 til Trinn 3 vil kun presenteres i korte trekk i denne rapporten, da disse er mer inngående beskrevet i scenariorapporten (Proactima, 2011b). Trinn 4 vil være hovedfokus for denne rapporten. Her følger en kort beskrivelse av innholdet i de ulike trinnene før disse beskrives mer inngående i de etterfølgende kapitlene.

Trinn 1 består i å identifisere hvor det er petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i dagens situasjon (2010) og vurdere hvor det vil være petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak for en tenkt fremtid (2030). Basert på dette velges områder som er vurdert å være representative for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak.

Trinn 2 består i å identifisere ulike uønskede hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i området, samt å velge ut hvilke uønskede hendelser det skal gjøres vurderinger av i Trinn 3 og Trinn 4.

I **Trinn 3** gjennomføres en vurdering av hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt et akutt utslipp til sjø. Dette gjøres for de ulike områdene valgt i Trinn 1 og for hver av hendelsestypene valgt i Trinn 2. I et områdeperspektiv tas det utgangspunkt i noe som er representativt, men likevel konservativt, for området basert på tilgjengelig kunnskap om petroleumsvirksomhet generelt og området spesielt. Deretter gjøres det en vurdering av om dette er et fornuftig utgangspunkt, om det er for konservativt, eller konservativt nok med bakgrunn i hvilken type beslutninger det er meningen at de foreslåtte scenarioene skal danne et underlag for.

Trinn 4 består av følgende fem aktiviteter:

- A Identifisere og vurdere hvilke faktorer som kan påvirke muligheten for at et akutt utslipp skal inntreffe eller hvor mye som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer
- B Etablere et referansenivå som grunnlag for vurderinger av de mest sentrale faktorene beskrevet under A
- C Vurdere styrbarhet for sentrale faktorer
- D Vurdere usikkerheten relatert til de sentrale faktorene og deres betydning, samt styrbarhet
- E Samlet vurdering og fremstilling av faktorer av betydning

Metoden og de fire trinnene presentert i Figur 4 dekker områder eller elementer i et potensielt akutt utslippsforløp *før* et akutt utslipp resulterer i forurensning på sjøen.

Intensjonen er at resultatene fra trinnene i metoden således skal gi en god oversikt over bakenforliggende årsaker og medvirkende faktorer knyttet til de uønskede hendelsene som potensielt kan gi akutt utslipp til sjø i Nordsjøen og Skagerrak, hvor stort et potensielt akutt utslipp til sjø kan bli, samt i hvilken grad en kan påvirke dette på ulike nivåer.

2.8 Tilnærming til begrepene risiko og miljørisiko lagt til grunn i denne rapporten

2.8.1 Begrepsapparat

Det er i denne rapporten valgt å legge til grunn internasjonale standarder for begrepsbruk og tilnærming til risiko. Dette er beskrevet i det etterfølgende. For en mer utdypende diskusjon rundt begrepene risiko og miljørisiko vises det til Vedlegg 2.

I denne rapporten er begrepet risiko definert som en kombinasjon av sannsynligheten for en hendelse og dens konsekvenser. Dette er basert på ISO Guide 73 (ISO, 2009a) som er en internasjonal standard om begrepsbruk innen risikostyring.

Denne rapporten er avgrenset til akutt forurensning, som etter forurensningslovens § 38 er definert som: "forurensning av betydning, som inntreffer plutselig, og som ikke er tillatt etter bestemmelse i eller i medhold av denne lov" (LOV-1981-03-13-6).

I denne rapporten dekker begrepet risiko følgende elementer:

- Potensielle årsaker til akutt forurensning med tilhørende usikkerhet
- Potensielle konsekvenser som er negative for økosystemenes struktur, virkemåte og produktivitet som følge av akutt forurensning, med tilhørende usikkerhet

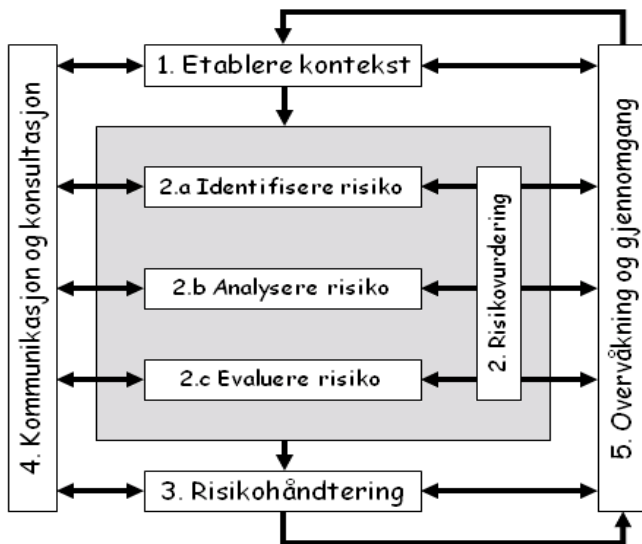
Beskrivelsen av risiko kan være kvantitativ og kvalitativ.

Figur 5: Risikobegrepet – et utgangspunkt i ISO Guide 73.

I denne rapporten forstås begrepet "risiko for akutt utslipp til sjø" mulige hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp, omfanget av eventuelle utslipp som følge av en gitt hendelse, samt tilhørende usikkerhet (vil de ulike hendelsestypene inntreffe, og hva blir størrelsen på et utslipp gitt at en hendelse har inntruffet?). De mulige miljømessige eller samfunnsmessige *konsekvensene* av et eventuelt akutt utslipp er utenfor Ptils ansvarsområde, og er derfor ikke vurdert i denne rapporten.

Standarden ISO 31000 "Risk management" (ISO, 2009b) er lagt til grunn for Ptils arbeid. Denne standarden bruker en systematisk prosess tilnærming som strukturerer tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko. Standarden ISO 31000 dekker alle prosessene som inngår i risikostyring og setter krav til systematikk, transparens, etterprøvbarehet og medvirkning av interessenter. Figur 6 viser hovedprosessene i standarden.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

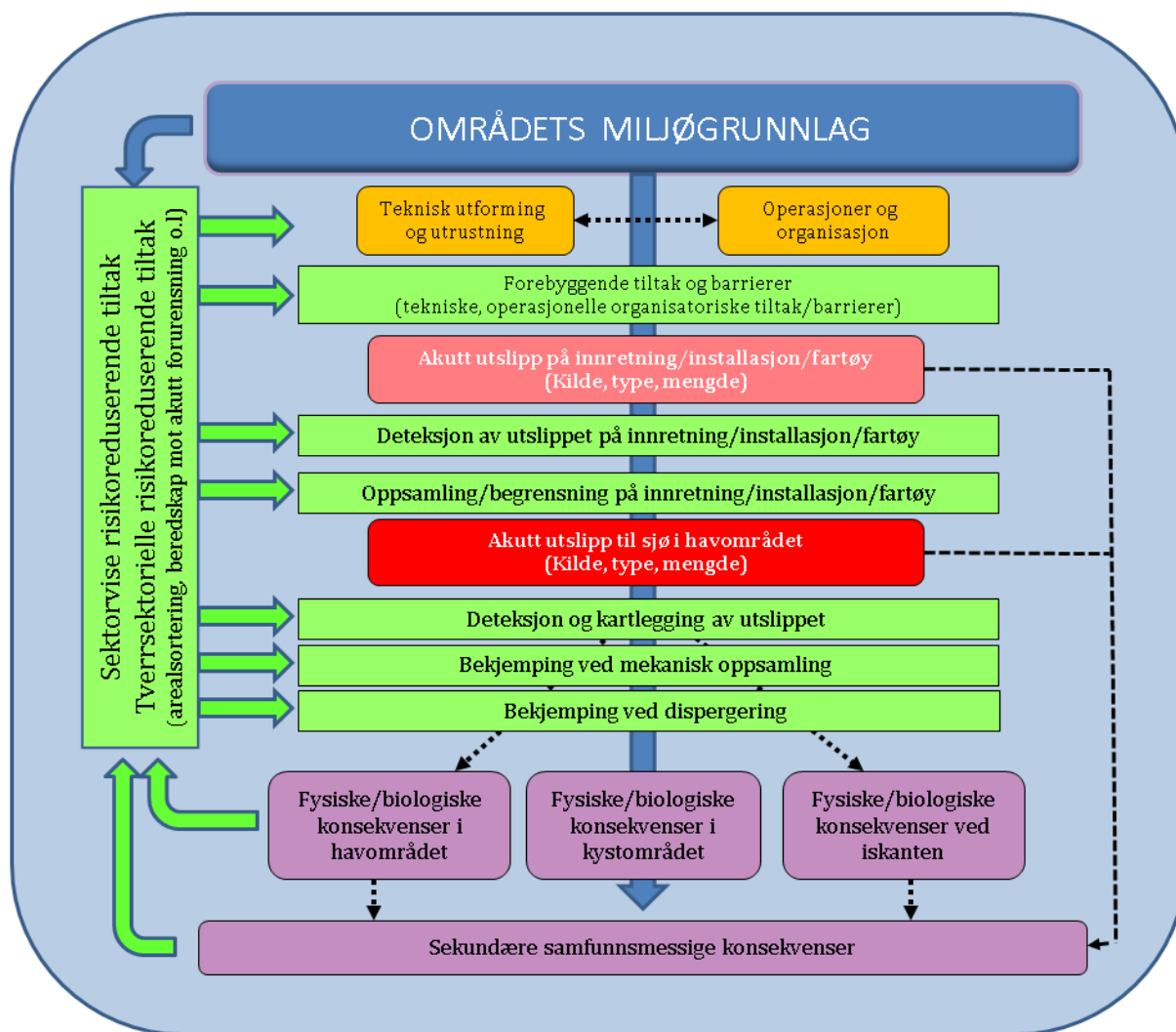


Figur 6: Risikostyringsprosessen, jf. ISO 31000 (ISO, 2009b).

2.8.2 Tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko

Utover etablering av et felles begrepsapparat, forankret i internasjonale standarder, ble det i forbindelse med utarbeidelsen av det faglige grunnlaget til oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten etablert en felles tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko. Denne tilnærmingen er også benyttet i denne rapporten.

En overordnet beskrivelse av tilnærmingen til helhetlig styring og forvaltning av miljørisiko er illustrert i Figur 7.



Figur 7: Overordnet beskrivelse av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko.

Den overordnede beskrivelsen tar utgangspunkt i et akutt utslipp som en hendelsessekvens. Dette er forsøkt illustrert ved at det går piler ovenfra og nedover. Modellen bygger således på de samme prinsippene som ligger til grunn for bow-tie-modellen som ofte brukes for å fremstille og analysere hendelsesforløp og faktorer som er av betydning for utfallet og bakenforliggende årsaker (Aven et al., 2008).

Fargekode blå: Områdets miljøgrunnlag er plassert øverst i den overordnede beskrivelsen med tilsvarende fargekode som boksen rundt hele beskrivelsen, for å illustrere at områdets miljøgrunnlag vil danne et bakteppe for samtlige prosesser. Områdets miljøgrunnlag omfatter blant annet meteorologiske forhold og områdets sårbarhet med hensyn til akutt utslipp til sjø. Dette gjelder både for området som helhet, men også for å vurdere sårbarheten til avgrensede områder, herunder særlig verdifulle områder. Områdets miljøgrunnlag vil derfor fungere som en sentral premissgiver og danne grunnlag for vurderingene av de enkelte elementene som inngår i modellen, ved vurderinger av både årsak og konsekvensene av eventuelle akutte utslipp til sjø og for den overordnede vurderingen av miljørisikoen. De to blå pilene illustrerer at områdets miljøgrunnlag gjennomsyrrer både risikovurdering og risikohåndtering.

Fargekode rød: "Midtpunktet" i beskrivelsen er et akutt utslipp til sjø i havområdet (rød boks). Dette kan for eksempel være et olje-, kjemikalie-, eller annen type akutt utslipp. Kilden til utslippet kan være fra skipsfart, petroleumsvirksomhet eller annen næring / virksomhet.

Fargekode oransje: Ovenfor "midtpunktet" (rød boks) i beskrivelsen er det inkludert noen sentrale og samlende elementer som er av betydning for å forhindre og/eller begrense faren for at et akutt utslipp skal inntreffe, for hvor et akutt utslipp kan inntreffe og/eller hva og hvor mye som eventuelt kan/vil slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer. Elementene inkludert i beskrivelsen er av forskjellig karakter:

- *Teknisk utforming og utrustning (oransje boks øverst til venstre i Figur 7)* omfatter blant annet design og utforming av de kildene (for eksempel petroleumsinnretninger eller skip) som kan gi et akutt utslipp, herunder hvilke utslipp som potensielt kan finne sted, og den tekniske tilstanden til innretningene.
- *Operasjoner og organisasjon (oransje boks øverst til høyre i Figur 7)*. Dette elementet er tiltenkt å inkludere alle operasjonelle, organisatoriske og administrative aspekter ved de ulike virksomhetene som er av betydning for hvor og hvorvidt akutt forurensning kan inntreffe.

Fargekode rosa: Hvis det inntreffer en uønsket hendelse der det lekker ut olje, kjemikalier eller et annet medium på en innretning eller et fartøy, vil/kan/bør det være mulig i enkelte tilfeller å begrense / stanse / samle opp utslippet på innretningen / fartøyet før utslippet kommer ut i havområdet. For å kunne synliggjøre hva som finnes/kan gjøres, og eventuelt hva som i fremtiden bør gjøres for å forhindre / begrense at et utslipp når sjøen, er *Akutt utslipp på innretning / fartøy (rosa boks)* inkludert.

Nedenfor "midtpunktet" (rød boks) i beskrivelsen er det inkludert noen sentrale og samlende elementer som er (kan være) av betydning for å beskrive potensielle konsekvenser av et akutt utslipp.

Fargekode lilla: Nederst i beskrivelsen er konsekvensene som følge av eventuelle akutte utslipp til sjø inkludert (lilla bokser). Disse er gruppert i forhold til fysiske og/eller biologiske konsekvenser i havområdet (fra havoverflaten og ned til havbunnen inklusiv bunnsedimenter), i kystområdet og ved iskanten. Videre er sekundære samfunnsmessige konsekvenser som følge av et akutt utslipp, enten direkte eller som en følge av skade på eller tap av ressurser / miljø i området, tatt med. Dette vil eksempelvis omfatte konsekvenser av akutte utslipp til sjø for matsikkerhet, omdømme, lokalsamfunn og lignende. Arbeidet med å identifisere, analysere og evaluere risiko kan dermed tilrettelegge for å beskrive forskjeller og likheter med tanke på hva konsekvensen i de ulike områdene kan bli som følge av et akutt utslipp.

Fargekode grønn: Grønne bokser illustrerer barrierer som kan forhindre at det oppstår akutte utslipp til sjø, som kan redusere mengde utslipp og/eller som kan redusere konsekvensene av akutte utslipp til sjø. Dette gjelder både for sektorvise og tverrsektorielle barrierer. Informasjon om effektiviteten av eksisterende barrierer inngår i dette. Forslag til risikoreduserende tiltak vil vise til hvilke barrierer som foreslås styrket / forbedret. De grønne pilene illustrerer hvor tiltak kan iverksettes for å redusere risiko for akutt forurensning og deres effekt på en rekke elementer i hendelseskjedene.

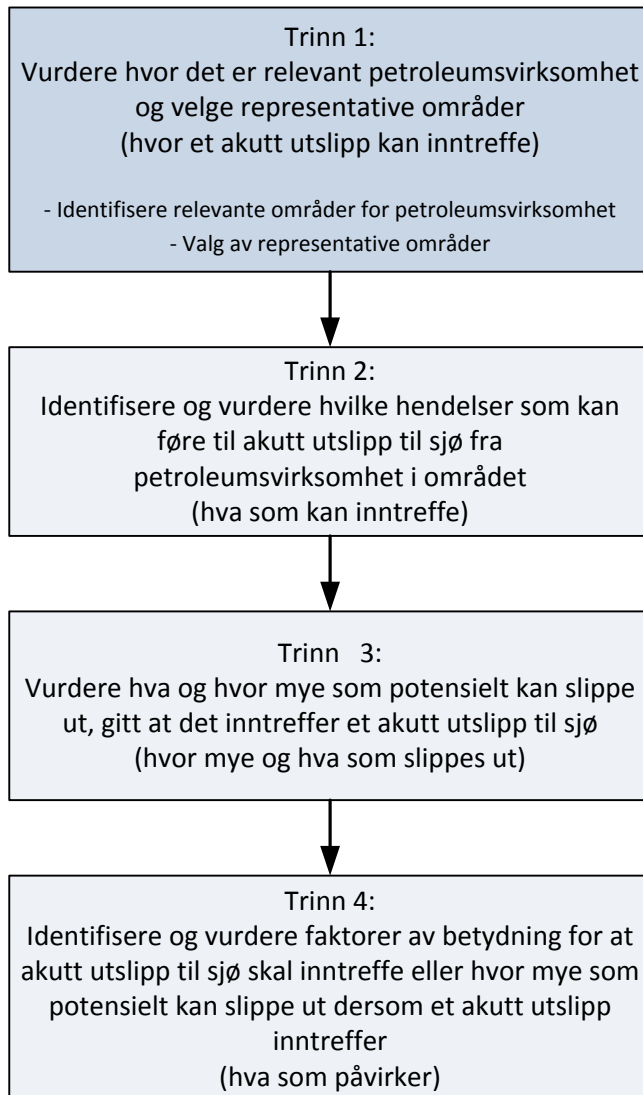
Det er viktig å poengtere at beskrivelsen i Figur 7 **ikke** er ment å være et matematisk eller analytisk verktøy eller dataverktøy, som vil inkludere alle de ovenfor nevnte aspektene eller som vil produsere enkle resultater som svar. Til det er kompleksiteten for stor, og ambisjonsnivået for arbeidet som er gjort i denne rapporten for høyt til at det kan løses ved hjelp av ett bestemt verktøy. Figur 7 er derfor mer å betrakte som et hjelpemiddel for å arbeide med, vurdere, diskutere og kommunisere omkring temaet risiko for akutte utslipp samt miljørisiko i havområdet på en strukturert, enhetlig og helhetlig måte. Dette arbeidet kan bestå av en rekke analyser og beregninger relatert til enkelte og flere av elementene inkludert, ved hjelp av en rekke ulike analyse- og dataverktøy. Vurderinger og konklusjoner er, og vil også i fremtiden være, basert på helhetlige vurderinger og innebærer dermed mer enn summen av enkelte analyser og utredninger alene.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Som beskrevet i kapittel 2.3 dekker denne rapporten kun de elementene som ligger ovenfor den røde tekstboksen "Akutt utslipp til sjø i havområdet" i Figur 7 med hensyn til å vurdere årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i slike utslipp.

3 TRINN 1: Vurdere hvor det er relevant petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak og velge representative områder (hvor et akutt utslipp kan inntreffe)

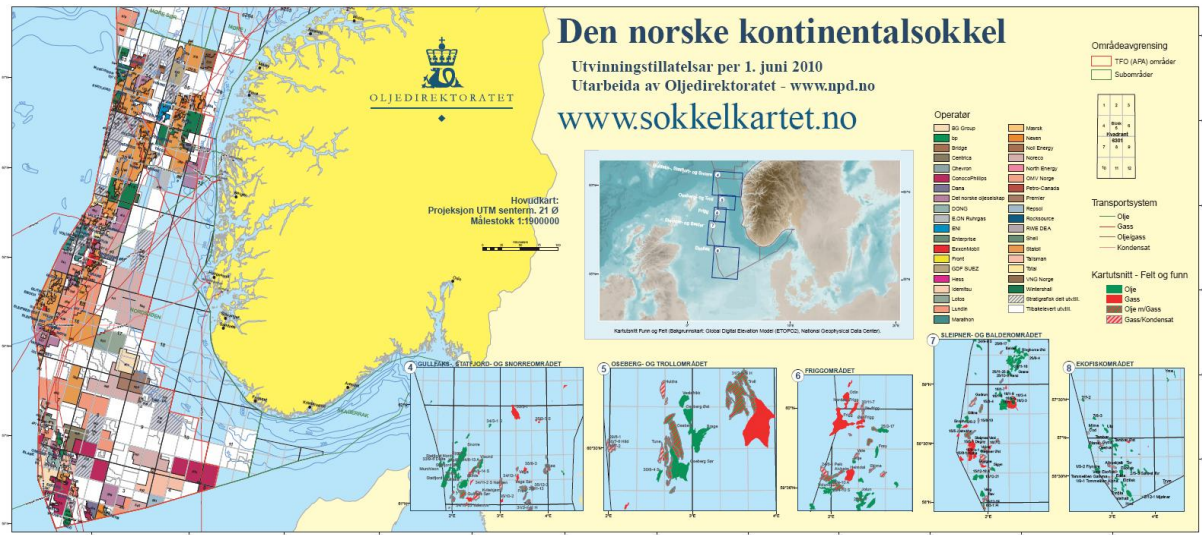
I Trinn 1 i metoden skal det vurderes hvor det vil være relevant med petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i fremtiden, jf. figuren nedenfor. Disse vurderingene ble gjort i scenariorapporten (Proactima, 2012b) og er kort oppsummert under.



Figur 8: Trinn 1 i metoden.

Mesteparten av Nordsjøen er i dag åpnet for petroleumaktiviteter og blir, etter nærmere 50 års virksomhet, regnet som et modent område i petroleumssammenheng (OD, 2010c). Kjennetegn på et modent område er kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. I Skagerrak er det kun et lite område i sørvest som er åpnet for petroleumsvirksomhet på særskilte vilkår (OD, 2010c). Resten av Skagerrak er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet. Kartet i Figur 9 viser utbredelsen av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen i 2010.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 9: Kart med oversikt over petroleumsaktivitet i Nordsjøen (OD, 2010a).

OD beregner de uoppdagede ressursene ved hjelp av letemodellanalyser. Metoden går ut på å anslå hvor mye petroleum som kan påvises og produseres fra såkalte letemodeller. En letemodell betegnes som et geografisk område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen slik at produserbar petroleum kan påvises. I Nordsjøen har OD definert 25 letemodeller, hvorav 18 av disse er bekreftet (OD, 2010b). En letemodell er bekreftet dersom det er påvist hydrokarboner i letemodellen.

Letemodellene gir et bilde på hvilke arealer som er eller kan være viktige for petroleumsvirksomheten i fremtiden. Dagens kunnskap tilsier at det er liten grunn til å tro på hydrokarbonressurser i Skagerrak i transekt nær Arendal, Ytre Oslofjord og inn mot svenskegrensa (OD, 2010b). OD har på denne bakgrunn ikke inkludert Skagerrak i sitt fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i 2030.

Det er naturlig å dele ressursene i Nordsjøen i tre soner; sørlige, midtre og nordlige del (OD, 2010c). I fremtidsbildet for de tre sonene peker OD på følgende fem hovedområder for petroleumsvirksomhet i år 2030 (OD, 2010b):

- Sørlige del av Nordsjøen
 - Ekofisk-Valhall området
- Midtre del av Nordsjøen
 - Sleipnerområdet
 - Heimdalområdet
- Nordlige del av Nordsjøen
 - Oseberg-Troll området
 - Tampenområdet

Det er disse hovedområdene som danner utgangspunktet for de videre vurderingene som gjøres i denne rapporten. Hvert av hovedområdene er nærmere beskrevet i scenariorapporten (Proactima, 2012b).

4 TRINN 2: Identifisere og vurdere hvilke hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i området (hva som kan inntreffe)

I Trinn 2 identifiseres og vurderes hvilke hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i området, jf. figuren nedenfor. Vurderingene for Nordsjøen og Skagerrak ble gjort i scenariorapporten (Proactima, 2012b) og er oppsummert under. Hendelsestypene som er valgt å benyttes presenteres i kapittel 4.1. I kapittel 4.2 og 4.3 vurderes så relevante hendelsestyper for henholdsvis ulike innretningstyper og ulike faser ved petroleumsvirksomhet.



Figur 10: Trinn 2 i metoden.

4.1 Valg av relevante hendelsestyper forbundet med petroleumsvirksomhet i området

Enhver hendelse eller potensiell hendelse kan ha en del aspekter ved seg som på mange måter gjør den unik. Prinsipielt vil det derfor være et nesten uendelig antall ulike potensielle uønskede hendelser som kan resultere i et akutt utslipp til sjø.

Å vurdere "alle" potensielle hendelser som kan føre til akutt forurensning hver for seg vil være en nærmest umulig og altomfattende oppgave. Videre så vil denne type vurderinger i de fleste tilfeller vise at det for en rekke hendelser vil være et rimelig sammenfallende bilde, både på årsakssiden og

på konsekvenssiden. Det er derfor en normal risikoanalytisk tilnærming å gruppere ulike hendelser i definerte hendelsestyper. I noen tilfeller kan en slik gruppering være relatert til årsakssiden, i andre tilfeller konsekvenssiden, eller de kan være relatert til de ulike hovedsystemene som en innretning eller et anlegg består av. Eksempler på dette er "prosesslekkasjer" som da normalt dekker alle hendelser som kan inntreffe i de systemene som inneholder hydrokarboner i prosessanlegget. Lekkasje fra rørene som går mellom brønnventiler på havbunnen og innretningen / anlegget, eller mer spesifikt til prosessanlegget på innretningen / anlegget, inngår i hendelsestypen "stigerørslekkasjer", mens lekkasjer fra brønner, brønnventiler eller lekkasjer i forbindelse med boreoperasjoner inngår i kategoriene "brønnlekkasjer" / "utblåsning". Kategorien "kollisjon mellom fartøy og innretning" relaterer seg derimot til årsakene til at en hendelse inntreffer. Hvilke hendelsestyper som kan inntreffe, henger også sammen med hvilken innretningstype som er valgt. Dette blir diskutert i kapittel 4.

Det er ingen "automatikk" i at en lekkasje av olje alltid vil ende opp i sjøen. Hendelser som inntreffer oppe på en innretning, vil for eksempel bli fanget opp av dreneringssystemet på innretningen gitt at hendelsen detekteres eller stanses på et tidlig nok tidspunkt til at kapasiteten til dreneringssystemet ikke overstiges. Andre hendelser, for eksempel en lekkasje i en rørledning på havbunnen, vil derimot medføre at sjøen eksponeres umiddelbart.

I denne rapporten er det derfor valgt å gruppere de potensielle hendelsene som kan føre til et akutt utslipp til sjø, i et sett med hendelsestyper. Det er valgt å ta utgangspunkt i inndelingen av DFUer, tilsvarende inndelingen i benyttet i RRNP-AU (DFUer relevante med hensyn til akutte utslipp til sjø) (Ptil, Preventor & Safetec, 2011). Dette medfører at følgende hendelsestyper betraktes i denne rapporten:

- DFU 1 Prosesshendelser
- DFU 3 Brønnhendelser
 - Utblåsning
 - Brønnlekkasje
- DFU 5-8 Konstruksjonshendelser
 - DFU 5-7 Skipskollisjoner
 - DFU 8 Skade på bærende konstruksjon
- DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange
 - Rørledningslekkasjer og lekkasjer på undervannsproduksjonsanlegg
 - Stigerørslekkasjer
 - Utslipp ved lasting / lossing av olje

Grunnen til at enkelte hendelser, som for eksempel fallende last og jordskjelv, ikke er med på listen er at disse hendelsene vil være potensielle årsaker til hendelsestyper på listen over. Dermed er også slike hendelser inkludert. Som tidligere nevnt gjøres det i denne rapporten det kun vurderinger knyttet til akutt utslipp av olje til sjø.

4.2 Relevante hendelsestyper for ulike innretningstyper og utbyggingsløsninger

Type innretning påvirker hvilke hendelsestyper som kan inntreffe, samt mulig utvikling av en potensiell hendelse som medfører akutt utslipp til sjø. Det er valgt å ta utgangspunkt i følgende fem innretningstyper:

- Flyter med brønnhode plassert på havbunnen (FPU, semi-sub)
- Produksjons- og lagerinnretning (FPSO)
- Fast innretning med brønnhode plassert topside (fast, kompleks, jack-up, normalt ubemannet innretning)

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

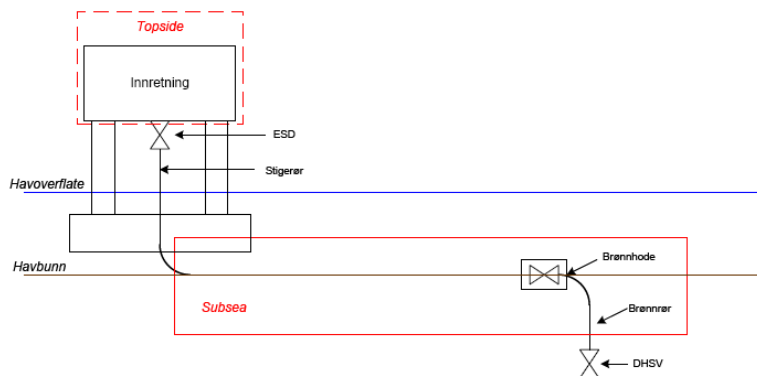
- Condeep (med / uten lagring av olje)
- Havbunnsinnretning

Disse innretningstypene er valgt da de omfatter alle eksisterende innretninger i Nordsjøen. Det kan ikke utelukkes at det i fremtiden kan bli utviklet nye typer innretninger, men de nevnte innretningstypene er per nå vurdert som de mest relevante for petroleumsaktivitet i Nordsjøen frem til 2030.

Flyter med brønnhode plassert på havbunnen

Flytende produksjonsinnretninger (FPU), flyttbare innretninger av typen halvt nedsenkbar og innretninger med brønnhode plassert på havbunnen som en del av et kompleks, inngår i denne kategorien. Fra brønnehodene på havbunnen går det stigerør opp til innretningen hvor brønnstrømmen prosesseres. Separert olje og gass føres i rørledning til andre innretninger i nærheten eller til land for videre behandling. I tillegg faller flyttbare boreinnretninger inn i denne kategorien. En flytende produksjonsinnretning kan også være tilknyttet andre havbunnsinnretninger lenger vekk fra selve innretningen. Da går det brønnstrømsrør fra havbunnsinnretningen frem til den flytende produksjonsinnretningen, og så er det stigerør fra havbunnen og opp til innretningen.

Figur 11 viser et eksempel på en innretning hvor brønnehodene er plassert på havbunnen og det går stigerør fra brønnehodene opp til innretningen.



Figur 11: Flyter med brønnhode plassert på havbunnen (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Basert på det ovenstående er følgende hendelsestyper vurdert som relevante for en flyter med brønnhode plassert på havbunnen:

- DFU 1 Prosesshendelser
- DFU 2 Brønnehendelser (på sjøbunnen)
- DFU 5-8 Skipskollisjon / konstruksjonshendelser
- DFU 9 Stigerørslakkasjer
- DFU 9 Rørledningslakkasjer og lekkasjer i undervannsproduksjonsanlegg

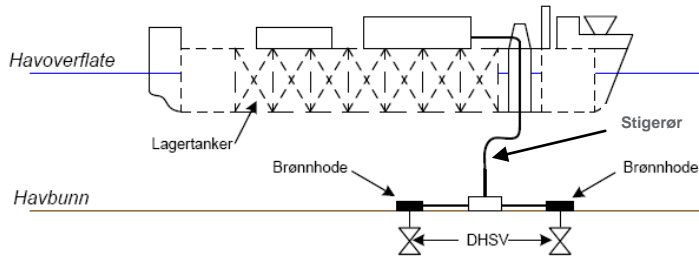
Produksjons- og lagerinnretning (FPSO)

FPSO er en forkortelse for "Floating Production, Storage and Offloading" og er et produksjons- og lagerinnretning tilknyttet brønnrammer på havbunnen. Fra brønnrammene på havbunnen går det stigerør opp til produksjons- og lagerinnretningen hvor brønnstrømmen prosesseres. Oljen lagres i lagringstanker før denne lastes over til tankskip. Siden et produksjons- og lagerinnretning lagrer olje i lagringstanker, er det en fare for akutte utslipp ved tap av hovedbæreevne, f.eks. som følge av skipskollisjoner eller andre hendelser som medfører konstruksjonsskader. Et produksjons- og lagerinnretning kan også være tilknyttet andre havbunnsinnretninger som er lokalisert i større

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

avstand til skipet. Da går det brønnstrømsrør fra havbunnsinnretningen frem til skipet, og så er det stigerør fra havbunnen og opp til selve skipet.

Figur 12 viser et eksempel på en FPSO. Slike typer innretninger finnes det per i dag i Sleipner- og Heimdalområdene.



Figur 12: Produksjons- og lagerinnretning tilknyttet brønnhode på havbunnen (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

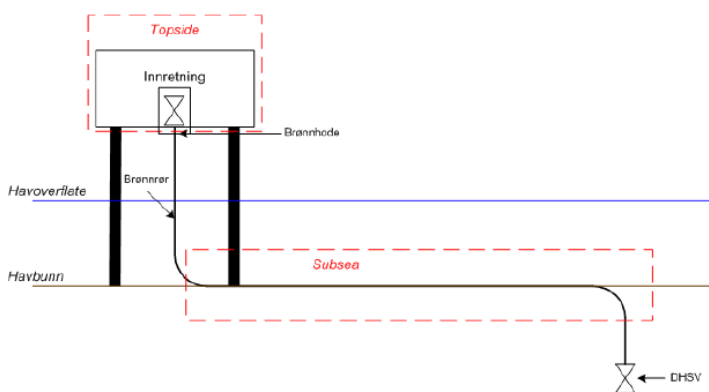
Basert på det ovenstående er følgende hendelsestyper er vurdert som relevante for en FPSO:

- DFU 1 Prosesshendelser
- DFU 2 Brønnehendelser (på sjøbunnen)
- DFU 5-8 Skipskollisjon / konstruksjonshendelser
- DFU 9 Stigerørslekkasjer
- DFU 9 Rørledningslekkasjer og lekkasjer i undervannsproduksjonsanlegg
- DFU 9 Utslipp ved lastning / lossing av olje

Fast innretning med brønnhode plassert topside

Faste innretninger, innretninger med brønnhode plassert på innretningen som en del av et kompleks, samt normalt ubemannede innretninger (NUI) med brønnhode plassert topside inngår i denne kategorien. På en slik type innretning er brønnehodene plassert på innretningen hvor brønnstrømmen prosesseres. Separert olje og gass føres i rørledning til andre innretninger i nærheten eller til land for videre behandling. Slike typer innretninger finnes det per i dag i alle hovedområdene av Nordsjøen. I tillegg faller flyttbare boreinnretninger inn i denne kategorien.

Figur 13 viser et eksempel på en fast innretning hvor brønnehodene er plassert på innretningen.



Figur 13: Fast innretning med brønnhode plassert på innretningen (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Basert på det ovenstående er følgende hendelsestyper er vurdert som relevante for en fast innretning med brønnhode plassert topside:

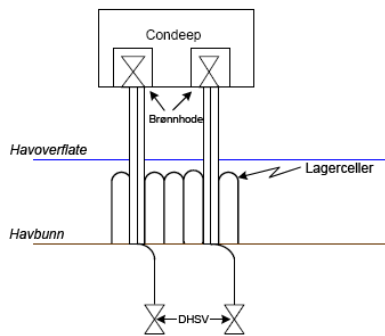
Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

- DFU 1 Prosesshendelser
- DFU 2 Brønnhendelser (på sjøbunnen eller overflaten)
- DFU 5-8 Skipskollisjon / konstruksjonshendelser
- DFU 9 Stigerørslekkasjer
- DFU 9 Rørledningslekkasjer og lekkasjer i undervannsproduksjonsanlegg

Condeep

Condeep er en type fast innretning med brønnhoder plassert på innretningen (topside). Brønnstrømmen prosesseres på innretningen og fundamentet består av store sammenbundne celler. Det skiller mellom condeep som har lagring av både olje og ballastvann, og condeep som kun har lagring av ballastvann. For condeep som har lagring av både olje og ballastvann, lagres oljen i lagerceller på havbunnen før denne lastes over til tankskip. For condeep som kun har lagring av ballastvann, føres separatert olje og gass til land i rørledning for videre behandling. På en condeep vil brønnhodene være plassert topside slik at ved tap av hovedbæreevne vil man ikke kunne avgrense volumet fra lagercellene.

Figur 14 viser et eksempel på en condeep. Slike typer innretninger finnes det per i dag i Sleipner-, Oseberg-Troll og i Tampenområdet.



Figur 14: Condeep (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

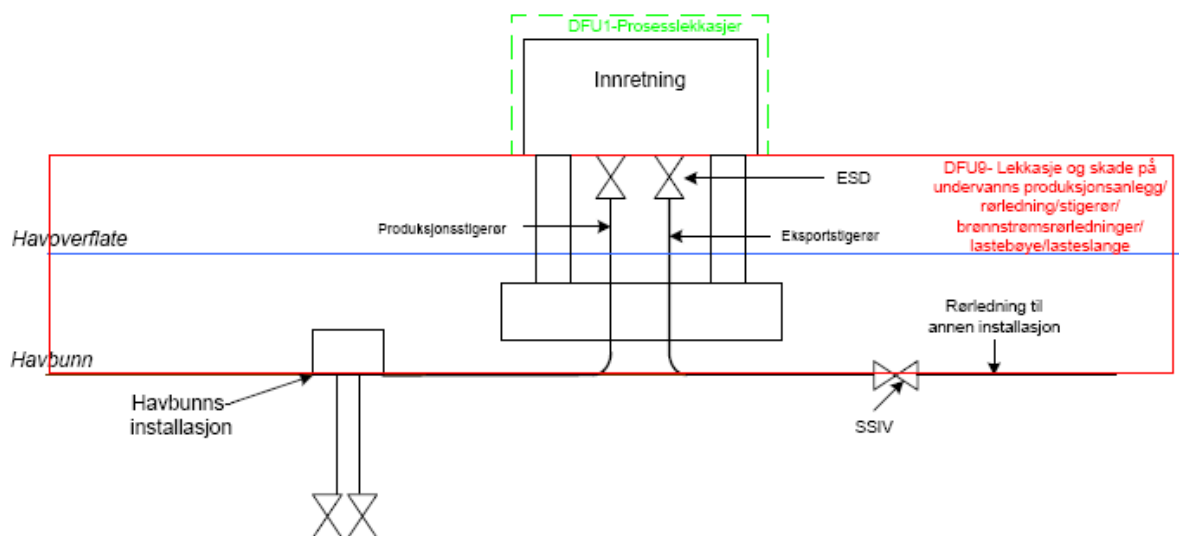
Basert på det ovenstående er følgende hendelsestyper vurdert som relevante for en condeep:

- DFU 1 Prosesshendelser
- DFU 2 Brønnhendelser (på sjøbunnen eller overflaten)
- DFU 5-8 Skipskollisjon / konstruksjonshendelser
- DFU 9 Stigerørslekkasjer
- DFU 9 Rørledningslekkasjer
- DFU 9 Utslipp ved lastning / lossing av olje (condeep med lagring av olje)

Havbunnsinnretning

En havbunnsinnretning består av brønnrammer på havbunnen der brønnstrømmen blir sendt i rørledning til en innretning i nærheten for prosessering. Slike typer innretninger finnes det per i dag i alle hovedområdene av Nordsjøen. På en havbunnsinnretning vil et potensielt akutt utslipp til sjø inntreffe på havbunnen. Figur 15 illustrerer et eksempel på en havbunnsinnretning som er tilknyttet en flytende produksjonsinnretning.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 15: Havbunnsinnretning (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Følgende hendelsestyper er vurdert som relevante for en havbunnsinnretning:

- DFU 2 Brønnehendelser (på sjøbunnen)
- DFU 9 Rørledningslekkasjer og lekkasjer i undervannsproduksjonsanlegg

4.3 Relevante hendelsestyper og ulike faser av en feltutvikling / -utbygging

Hvilke hendelsestyper som er relevante, vil også variere avhengig av hvilken fase et utbyggingsprosjekt er i, ref. Figur 17. Fra en operatør blir tildelt en blokk og til et felt blir satt i produksjon kan det gå mange år, og prosjektet skal gjennom mange faser og aktiviteter. Figuren under illustrerer de ulike fasene i et utbyggingsprosjekt fra tildeling av blokk til fjerning av innretningene og eksempler på uønskede hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø for hver fase.

Tildeling og planlegging	Lete- og avgrensningsboring	Utbygging	Drift	Avslutning
Seismikk - kollisjon mellom fartøy og innretning	Lete- og avgrensningsboring: - brønnehendelser - kollisjon mellom fartøy og innretning	Valg av konsept / design: - Latente feil kan introduseres (uønskede hendelser i driftsfasen) Trasévalg for rørledning Forboringer: - brønnehendelser - kollisjon mellom fartøy og innretning Ferdigstilling og klargjøring til drift: - prosesslekkasje - ...	Utvinningsboring: - brønnehendelser Produksjon (drift / vedlikehold): - prosesslekkasje - brønnehendelser - kollisjon mellom fartøy og innretning - konstruksjonsskader - rørledningslekkasje - stigerørslekkasje - utslipp ved lastning/lossing av olje Økt utvinning (levetidsforlengelse) Transport: - rørledningslekkasje - kollisjon mellom fartøy og innretning	Stenge brønner (utblåsning, brønnlekkasje) Rengjøre (utslipp av kjemikalier) Gjenbruke (kollisjon mellom fartøy og innretning)

Figur 16: Aktiviteter i ulike faser av et felt.

I forbindelse med tildelings- og planleggingsfasen er aktivitetene på feltet knyttet til seismiske undersøkelser og det vil være en mulighet for akutt utslipp til sjø knyttet til skipskollisjon. I neste fase starter lete- og avgrensingsboring og akutt utslipp til sjø vil i hovedsak kunne være relatert til en potensiell brønnlekkasje / utblåsning.

Utbyggingsfasen består ofte av flere delfaser som konsept, engineering, konstruksjon, installasjon og ferdigstilling. Til tross for at det ikke kan forekomme lekkasjer i de tidlige fasene av et prosjekt, er det imidlertid i denne fasen av prosjektet at valg av konsept gjøres. Dette legger føringer for hvilke potensielle hendelsestyper som vil bli relevante i driftsfasen. Den videre detaljeringen frem mot endelig design vil naturligvis også legge rammer for den videre driftsfasen. Hensynet til faktorer som er av betydning for å forhindre akutt utslipp til sjø, hvordan dette vektlegges og kvaliteten av arbeidet som gjøres vil derfor være avgjørende for risiko relatert til akutt utslipp til sjø i driftsfasen.

Med utgangspunkt i eksisterende petroleumsaktivitet i norske havområder kan et felt gjerne være i drift i 20-30 år. Innenfor denne tidsperioden vil reservoarforholdene endre seg og det kan bli behov for mer brønnintervensjon og/eller injeksjon av vann eller gass for å gi trykkstøtte til reservoaret. Dette kan medføre flere og andre typer operasjoner og dermed også endringer i risikoen for akutt utslipp til sjø. For andre deler av sokkelen har blant annet den teknologiske utviklingen medført at en stadig kan hente ut mer hydrokarboner fra reservoarene, og således utvidet den opprinnelige og planlagte produksjonsfasen betydelig.

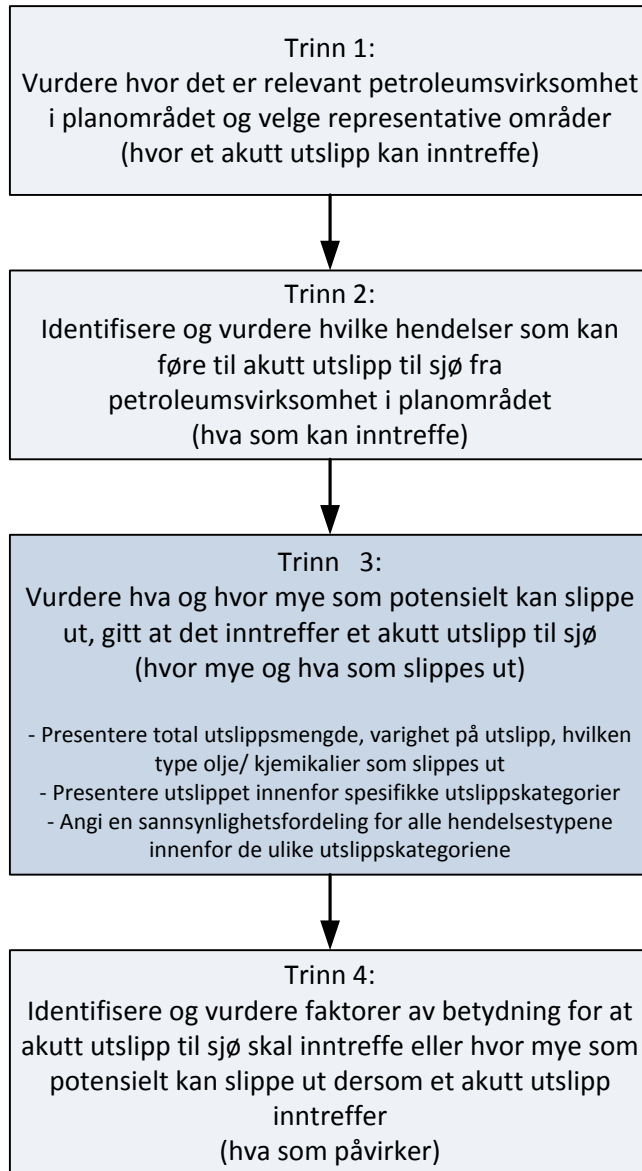
En annen faktor som er relevant for driftsfasen, er planlegging av aktiviteter som skal gjennomføres. Hvordan drift, vedlikehold og modifikasjoner planlegges gjennomført og hvor stor grad av samtidige aktiviteter (for eksempel boring og produksjon) det planlegges med påvirker graden av kompleksitet i operasjonene, noe som kan ha betydning for risikoen for akutte utslipp til sjø. Høyere aktivitet og større grad av samtidighet kan øke risikoen for akutt utslipp til sjø. Men som diskutert i kapittel 6, er det ikke nødvendigvis en direkte og lineær sammenheng mellom aktivitetsnivå og risiko.

I den siste fasen, når plattformen fjernes, vil det være en mulighet for mindre akutte utslipp til sjø knyttet til for eksempel demontering og fjerning av prosessutstyr, lagertanker, rørledning osv.

Hver utbyggingsløsning vil i utgangspunktet ha sikkerhetsmessige fordeler og ulemper. Hvilke hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp til sjø vil, som diskutert ovenfor, være avhengig av blant annet utbyggingsløsning og av hvilken fase gjennomføringen av utbyggingen er i. Ved å fokusere på gode designløsninger på konsept-, system- og komponentnivå kan risiko for akutt utslipp til sjø reduseres betydelig for alle innretningstyper og i alle faser. Beslutninger tatt i en tidlig fase i et utbyggingsprosjekt påvirker således risiko tilknyttet akutt utslipp i resten av prosjektets levetid. Dette blir diskutert videre i kapittel 6.

5 TRINN 3: Vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at det inntreffer et akutt utslipp til sjø (hvor mye og hva som slippes ut)

For hver av hendelsestypene fra Trinn 2, skal det vurderes hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at et akutt utslipp til sjø inntreffer. Dette svarer til Trinn 3 i Figur 17.



Figur 17: Trinn 3 i metoden.

For at en enklere skal kunne sammenligne ulike potensielle akutte utslipp er det valgt å bruke fem utslippskategorier. De fem utslippskategoriene relaterer seg til total mengde, gitt et bestemt utslipp. De fem kategoriene er:

- 1 – 1.000 tonn
- 1.000 – 2.000 tonn
- 2.000 – 20.000 tonn
- 20.000 – 100.000 tonn
- >100.000 tonn

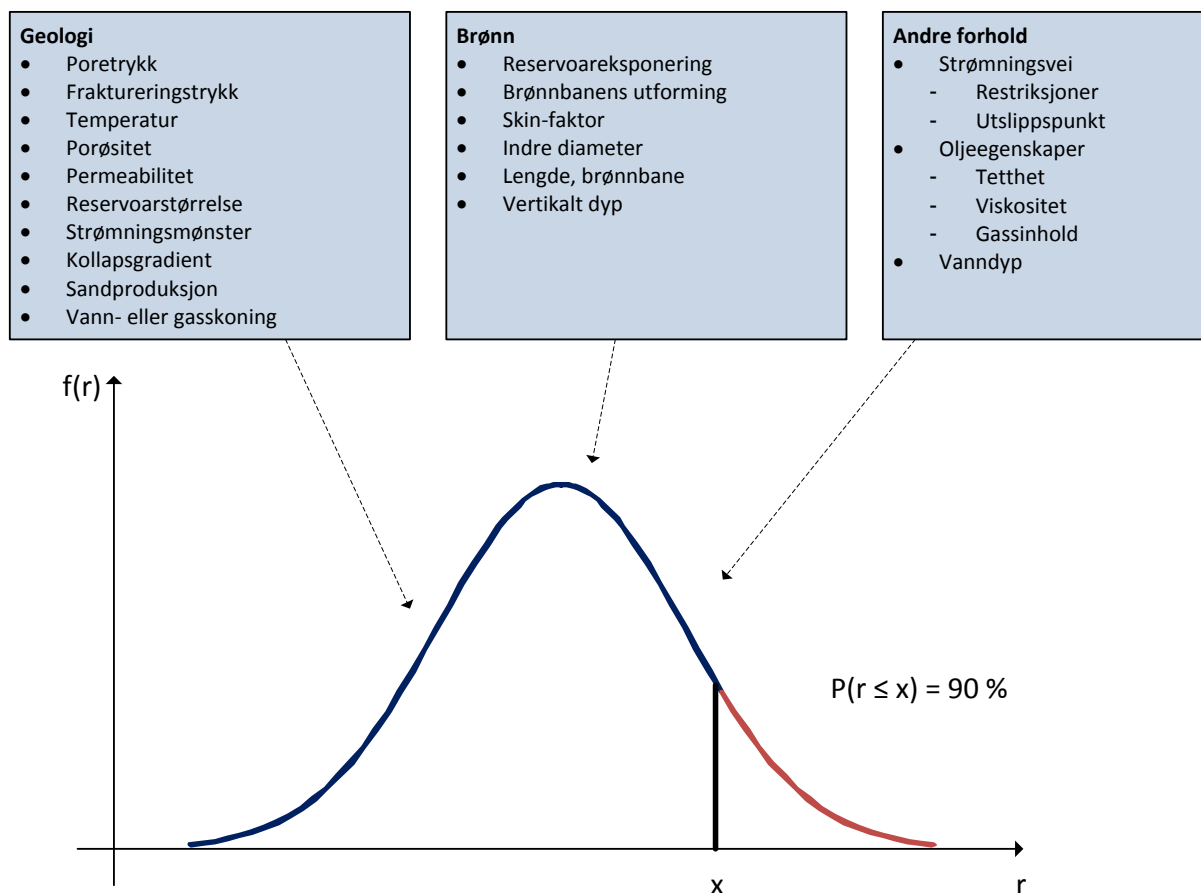
I scenariorapporten (Proactima, 2012b) er det gjort vurderinger av utslippsmengde og egenskapene til oljen som potensielt slippes ut ved et akutt utslipp til sjø for hver hendelsestype og for ulike lokasjoner i området. Med tanke på miljømessige vurderinger og vurderinger av beredskap mot akutt forurensning er det en potensiell utblåsning (DFU 3) som er vurdert å være dimensjonerende scenario i forhold til utslippsmengde. Med tanke på en videre diskusjon omkring tiltak for å forebygge akutte utslipp, samt tiltak for å redusere mengde som potensielt kan slippe ut, er det også etablert scenarier for de andre hendelsestypene.

I kapittel 5.1 og 5.2 gis det en overordnet beskrivelse av hva som ligger til grunn for valget av scenarier for henholdsvis utblåsninger og de andre hendelsestypene. Deretter presenteres de foreslåtte scenarioene i kapittel 5.3. For en detaljert beskrivelse av de vurderinger som gjøres for hver hendelsestype, vises det til scenariorapporten (Proactima, 2012b).

5.1 Utblåsning

En utblåsning er en hendelse der formasjonsvæske som olje, kondensat, gass, vann osv., strømmer ut av en brønn eller mellom formasjonslag til omgivelsene etter at alle definerte tekniske brønnbarrierer eller operasjon av disse har sviktet (Ptil, 2011a). Mengde utslipp som følge av en utblåsning kan uttrykkes som en funksjon av utblåsningsrate og -varighet.

Strømningsraten ved en utblåsning (utblåsningsraten) avhenger av et stort antall faktorer. En rekke av disse faktorene er usikre og raten på en eventuell fremtidig utblåsning må derfor betraktes som en usikker størrelse. Dette er illustrert i Figur 18 hvor usikkerheten beskrives ved hjelp av en sannsynlighetsfordeling / -tetthet (OLF, 2007).



Figur 18: Faktorer som påvirker utblåsningsraten (OLF, 2007). Her betegner $f(r)$ sannsynlighetstettheten til utblåsningsraten r (sannsynlighetstettheten vist i figuren er kun ment som illustrasjon). Verdien x angir 90-persentilen til

sannsynlighetstettheten $f(r)$, dvs. den verdien av utblåsningsraten slik at det er 90 % sannsynlighet for at utblåsningsraten blir lavere enn x .

Noen av faktorene vil også kunne endre seg underveis i utblåsningsforløpet. Dette sammen med de tiltakene en velger å implementere i forkant av, eller under en utblåsning, vil medføre at utblåsningsraten *kan* variere over tid. Videre kan et utblåsningsforløp stanses eller bli avbrutt som følge av ulike mekanismer. Disse kan deles inn i aktive tiltak fra rigg, bridging², boring av avlastningsbrønn og naturlig stans. Ulike faktorer som påvirker rate og varighet til en potensiell utblåsning, er nærmere beskrevet i scenariorapporten (Proactima, 2012b).

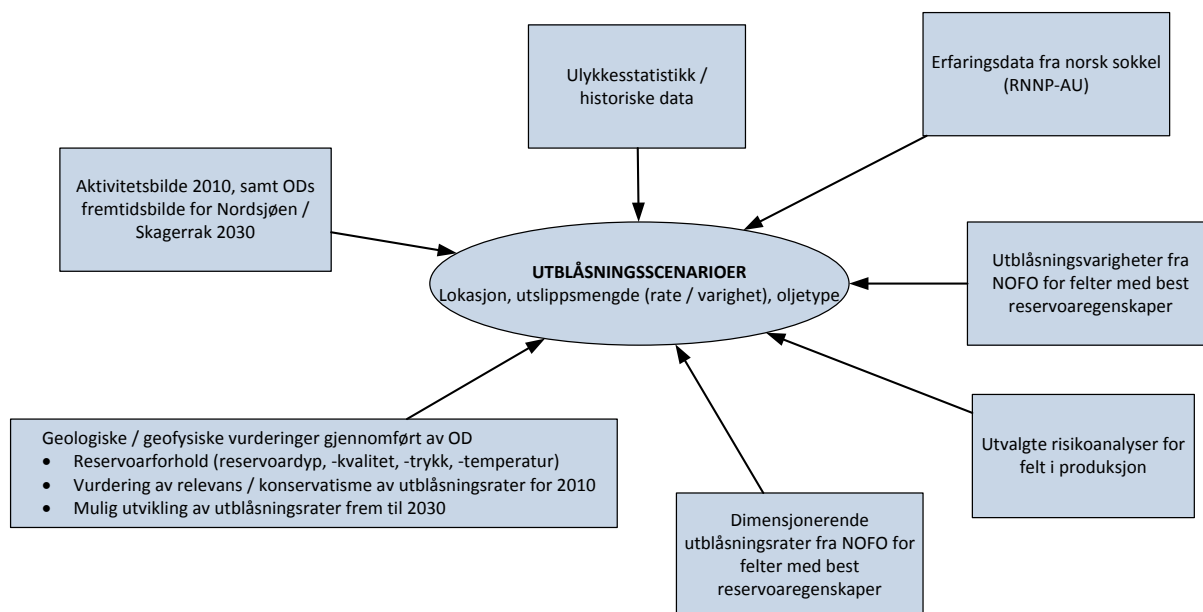
I scenariorapporten foreslås utblåsningsscenarier som anses som relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i 2010 og i 2030. Dette vil si scenarier som vurderes å være representative for et område som er tilsvarende om lag to ganger Norges landareal (Havforskningsinstituttet, 2011), i et langsiktig perspektiv frem til 2030, gitt dagens kunnskap, usikkerhet og erfaring. I denne sammenheng fremheves det at utblåsningsscenariene som er valgt å representere det verste utblåsningsscenarioet, er valgt med bakgrunn i at de skal være relevante nok til å bli vektlagt når risiko for miljøskade skal veies opp mot potensialet for verdiskaping forbundet med petroleumsvirksomhet i området. Med andre ord vurderes det å være viktig at de foreslåtte scenariene ikke kan avvises som fysisk umulige eller irrelevante, når en skal avveie potensielle positive og negative konsekvenser av petroleumsvirksomhet i området.

For etablering av utblåsningsscenarier tas det utgangspunkt i de eksisterende feltene i Nordsjøen. For å understøtte valg av scenarier vurderes blant annet historiske data og ulykkesstatistikker for utblåsninger både nasjonalt og internasjonalt. I tillegg benyttes kunnskap om, og erfaringer med, aktørenes sikkerhetsytelse og utvikling av denne i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Brønn- og feltspesifikke analyser er også benyttet for å vurdere mulig utfallsrom for utblåsningsrate og -varighet. Egenskaper ved oljen som slipper ut, vil også ha noe å si. Videre er geologiske og geofysiske vurderinger gjennomført av OD om reservoarforhold, i tillegg til kvalifisering av utblåsningsrater for 2010, samt mulig utvikling av utblåsningsrater frem mot 2030 vektlagt.

Figur 19 illustrerer hvilke momenter som er vurdert ved etablering av de foreslåtte utblåsningsscenariene. For en mer detaljert beskrivelse, se scenariorapporten (Proactima, 2012b).

² Bridging innebærer at utblåsningen stanser som følge av endring av strømningsforhold i brønnen uten aktiv menneskelig medvirkning.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 19: Momenter som er vurdert ved etablering av foreslåtte utblåsningsscenarioer.

Fremgangsmåten for etablering av de foreslåtte scenarioene er konservativ i alle steg. Som beskrevet ovenfor, vil utblåsningsraten som følge av blant annet geologiske forhold, samt de tiltakene en velger å implementere i forkant av, eller under en utblåsing, kunne avta i løpet av en potensiell utblåsningshendelse. I denne rapporten er det konservativt lagt til grunn en konstant utblåsningsrate gjennom hele utblåsningsforløpet. Som en konservativ tilnærming, er det ikke gjort noen reduksjon av mengde råolje utsluppet til sjø som følge av en eventuell antenning av utslippet. Videre er det konservativt ikke gjort antagelser om reduksjon av mengde olje på sjøen som følge av mulige oppsamlingstiltak ved innretningen, samt teknologiutvikling frem til 2030 for raskere å kunne stanse en eventuell utblåsing.

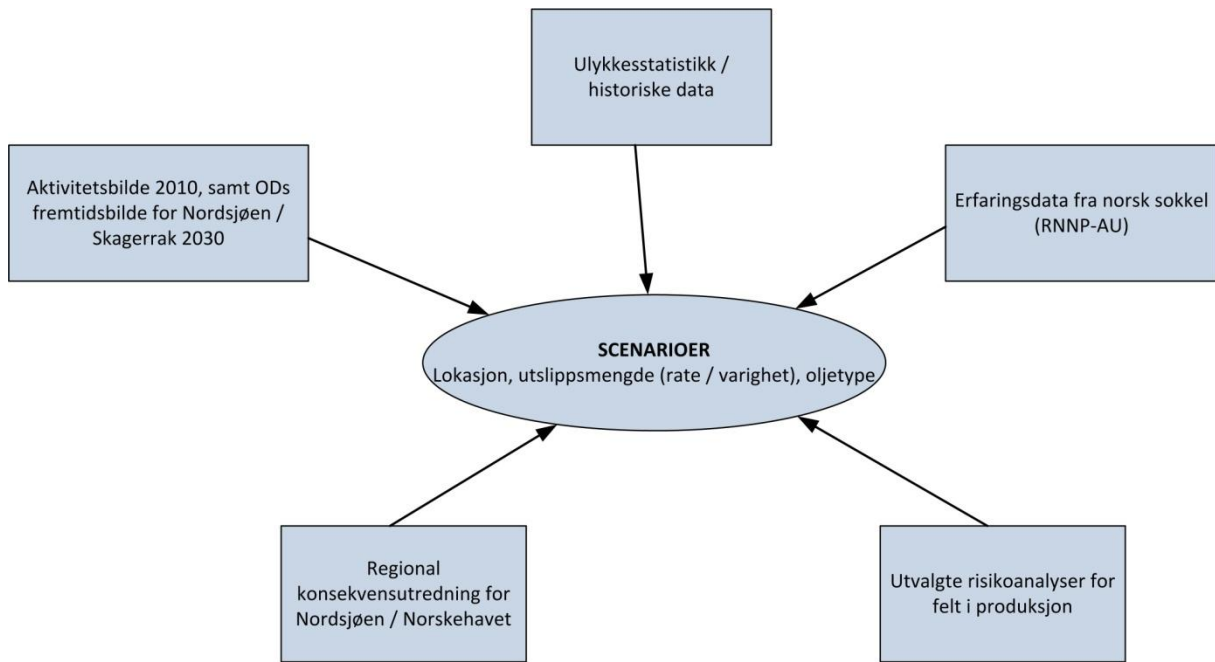
5.2 De andre hendelsestypene

I tillegg til hendelsestypen utblåsing kan også proseshendelser (DFU 1), brønnlekkasjer (DFU 3), konstruksjonshendelser (DFU 5-8), samt lekkasjer og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøyer / lasteslanger (DFU 9) medføre akutt utslipp til sjø. Flere av disse hendelsestypene er tilløpshendelser i den forstand at dersom en av disse hendelsestypene inntreffer, vil ikke nødvendigvis et akutt utslipp inntreffe; en eller flere barrierer kan hindre at dette skjer. For eksempel vil en proseshendelse (DFU 1) normalt bli fanget opp av dreneringssystemet på innretningen der lekkasjen oppstår, og dermed ikke resultere i et akutt utslipp til sjø.

De fleste av disse hendelsestypene er i stor grad uavhengig av hvor i området petroleumsvirksomheten foregår. Det vil si at de betraktninger og vurderinger som gjøres for disse hendelsestypene vil i stor grad vil være representative for hele området, dog med eventuelle justeringer som følge av områdespesifikke faktorer.

Figur 20 illustrerer hvilke momenter som er vurdert ved etablering av de foreslåtte scenarioene for disse hendelsestypene.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 20: Momenter som er vurdert ved etablering av foreslåtte scenarier.

Vurderingene resulterer i en beskrivelse av mulig utfallsrom for utslippsmengde, samt en representativ utslippsmengde. For disse hendelsestypene er det i scenariorapporten (Proactima, 2012b) valgt å sette representativ utslippsmengde lik forventet utslippsmengde gitt at et utslipp inntreffer. Som en konservativ tilnærming, er det ikke gjort noen reduksjon av mengde råolje utsluppet til sjø som følge av en eventuell antenning av utslippet. Videre er det konservativt ikke gjort antagelser om reduksjon av mengde olje på sjøen som følge av mulige oppsamlingstiltak ved innretningen.

5.3 Oppsummering av foreslåtte utslippsscenarioer

Tabell 1 oppsummerer forslag til utslippsscenarioer for hver av de ulike hendelsestypene. I Tabell 2 til Tabell 5 under presenteres også de scenarioene som foreslås for hendelsestypen utblåsning i mer detalj for henholdsvis år 2010 og år 2030. Når det skal velges scenarier for å vurdere konsekvensene av akutte utslipp, herunder oljedriftssimuleringer, vil scenarioene og utslippsmengdene i Tabell 1 være et godt utgangspunkt.

Tabell 1: Oversikt over forslag til utslippsscenarioer for de ulike hendelsestypene.

Utslippskat.	Representative utslippskategorier			Oljetype	Relevante innretningstyper
	Hendelsestype	Mengde (tonn)	Varighet		
1-1.000 tonn	DFU 1 Prosesshendelse	< 50 tonn	< 1 time	Reservoarolje ¹ eller prosessert olje avhengig av hvor i prosessstoget lekkasjen skjer	Alle unntatt havbunnsinnretning
	DFU 9 Stigerørslekkasje	< 1.000 tonn	Timer/dager/ uker	Reservoarolje ¹ dersom brønnstrømsstigerør. Prosessert olje dersom eksportstigerør.	Alle unntatt condeep m/ lagring og havbunnsinnretning
	DFU 9 Utslipp ved lastning / lossing av olje	< 1.000 tonn	< 1 time	Prosessert olje	FPSO og condeep m/lagring
1.000-2.000 tonn	-	-	-	-	-
2.000-20.000 tonn	DFU 3 Brønnlekkasje	4.000 - 17.000 tonn ²	2 timer	Reservoarolje ¹	Alle
	DFU 9 Rørledningslekkasje og utslipp fra undervannsproduksjonsanlegg	7.500 tonn	2 uker	Reservoarolje ¹ dersom feltintern rørledning. Prosessert olje dersom feltekstern rørledning	Alle unntatt condeep m/lagring
20.000-100.000 tonn	DFU 5-8 Konstruksjonshendelse	28.000 tonn	Timer/dager/ uker	Prosessert olje	FPSO
		100.000 tonn	Timer/dager/ uker	Prosessert olje	Condeep
	DFU 3 Utblåsning ³	18.000-113.000 tonn	7-13 dager	Reservoarolje ¹	Alle
> 100.000 tonn	DFU 3 Utblåsning ⁴	125.000-423.00 tonn	43-67 dager	Reservoarolje ¹	Alle

1: Egenskapene til reservoaroljen vil variere fra lokasjon til lokasjon.

2: DFU 3 Brønnlekkasjerate er avhengig av lokasjon, men representativt scenario faller i utslippskategori 3 for alle områder.

3: DFU 3 Utblåsning er avhengig av utslippsrate og -varighet som igjen er avhengig av lokasjon. Varighet er satt lik forventet varighet av en potensiell utblåsning.

4: DFU 3 Utblåsning er avhengig av utslippsrate og -varighet som igjen er avhengig av lokasjon. Varighet er satt lik tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

I Tabell 2 og Tabell 3 presenteres forslag til utblåsningsscenario for hvert hovedområde for henholdsvis 2010 og 2030. Det foreslås to scenarier for hvert område; ett som er valgt med utgangspunkt i en representativ varighet, samt ett som er valgt med utgangspunkt i en varighet som tar hensyn til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Tabell 2: Utslippsmengde gitt en utblåsning med konstant rate i ulike hovedområder i Nordsjøen – 2010.

Hovedområde	Rate [tonn/døgn]	Ved forventet varighet		Ved boring av avlastningsbrønn	
		Varighet [døgn]	Total mengde utslipp [tonn]	Varighet [døgn]	Total mengde utslipp [tonn]
Ekofisk-Valhall	2.074	9	18.000	60	125.000
Sleipner	3.629	8	28.000	67	244.000
Heimdal	4.374	9	39.000	52	228.000
Oseberg-Troll	6.894	7	48.000	43	297.000
Tampen	8.450	13	113.000	50	423.000

Tabell 3: Utslippsmengde gitt en utblåsning med konstant rate i ulike hovedområder i Nordsjøen – 2030.

Hovedområde	Rate [tonn/døgn]	Ved forventet varighet		Ved boring av avlastningsbrønn	
		Varighet [døgn]	Total mengde utslipp [tonn]	Varighet [døgn]	Total mengde utslipp [tonn]
Ekofisk-Valhall	2.074	9	18.000	60	125.000
Sleipner	3.629	8	28.000	67	244.000
Heimdal	4.374	9	39.000	52	228.000
Oseberg-Troll	3.447	7	24.000	43	148.500
Tampen	4.225	13	56.500	50	211.500

I Tabell 4 og Tabell 5 er det oppgitt oljetype og egenskaper for de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene for henholdsvis 2010 og 2030. Oljetype, oljeegenskaper, havdyp og reservoardyp svarer til de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene. Ifølge OD er de havdyp og reservoardyp som er oppgitt, stort sett typiske for de enkelte områdene. Feltet som ligger til grunn for Tampenområdet har imidlertid noe større havdyp og reservoardyp enn det som er typisk for området, samt at det er mange funn i Oseberg-Troll området som ligger på grunnere reservoardyp enn det feltet som danner bakgrunn for tabellen. Spennet i porøsitet og permeabilitet angir hva som er typisk for gode reservoarbergarter i de ulike hovedområdene. Tallene for sørlige del av Nordsjøen gjelder bare kritt reservoarbergarter. Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk. I felt som har produsert lenge, vil trykket som regel være lavere enn hydrostatisk trykk. Temperaturen er avhengig av dypet, og øker med ca. 35 grader per 1000 meter begravning under havbunnen.

Tabell 4: Oljeegenskaper og reservoarforhold for utblåsningsscenarioer for Nordsjøen – 2010.³⁴

Hoved-område	Olje-type	Tetthet [kg/m ³]	GOR [Sm ³ /Sm ³]	Hav-dyp [m]	Reservoar-dyp [m]	Reservoarkvalitet (porøsitet, permeabilitet)	Reservoar-trykk	Reservoar-temp. [°C]
Ekofisk-Valhall	Ekofisk Blend 2000	851	260	74	2.900-3.250	Por. 30-45 % Perm. 1-20 mD	*1.5	90
Sleipner	Varg	853	-	84	2.700	Por. 20-25 % Perm. 100-1000 mD	*1	80
Heimdal	Kneler 2007	831,5	54	122	2.200	Por. 25-30 % Perm. 200-2000 mD	*1	60
Oseberg-Troll	Oseberg Øst	842	91	64	2.700-3.100	Por. 15-30 % Perm. 50-1000 mD	*1	80
Tampen	Visund	815	250	335	2.900-3.000	Por. 15-25 % Perm. 100-1000 mD	*1.4	80

Tabell 5: Oljeegenskaper og reservoarforhold for utblåsningsscenarioer for Nordsjøen – 2030.

Hoved-område	Olje-type	Tetthet [kg/m ³]	GOR [Sm ³ /Sm ³]	Hav-dyp [m]	Reservoar-dyp [m]	Reservoarkvalitet (porøsitet, permeabilitet)	Reservoar-trykk	Reservoar-temp.
Ekofisk-Valhall	Ekofisk Blend 2000	851	260	70	2.900-3.250	Por. 30-45 % Perm. 1-20 mD	*1.5	90
Sleipner	Varg	853	-	84	2.700	Por. 20-25 % Perm. 100-1000 mD	*1	80
Heimdal	Kneler 2007	831,5	54	122	2.200	Por. 25-30 % Perm. 200-2000 mD	*1	60
Oseberg-Troll	Oseberg Øst	842	91	64	2.700-3.100	Por. 15-30 % Perm. 50-1000 mD	*1	80
Tampen	Visund	815	250	200	2.900-3.000	Por. 15-25 % Perm. 100-1000 mD	*1.4	80

Med den informasjonen som har vært tilgjengelig, med de forutsetninger som er beskrevet, og gitt den konteksten som tidligere er beskrevet, presenteres det i scenarioreporten (Proactima, 2012b) forslag til utslippsscenarioer som kan være fornuftige å legge til grunn for videre vurderinger av hendelsesforløpet, herunder spredning og oppsamling, samt vurderinger av potensielle konsekvenser dersom et akutt utslipp skulle finne sted. Disse utslippsscenarioene danner i denne rapporten et underlag for videre diskusjon omkring tiltak for å forebygge akutte utslipp, samt tiltak for å redusere mengde som potensielt kan slippe ut.

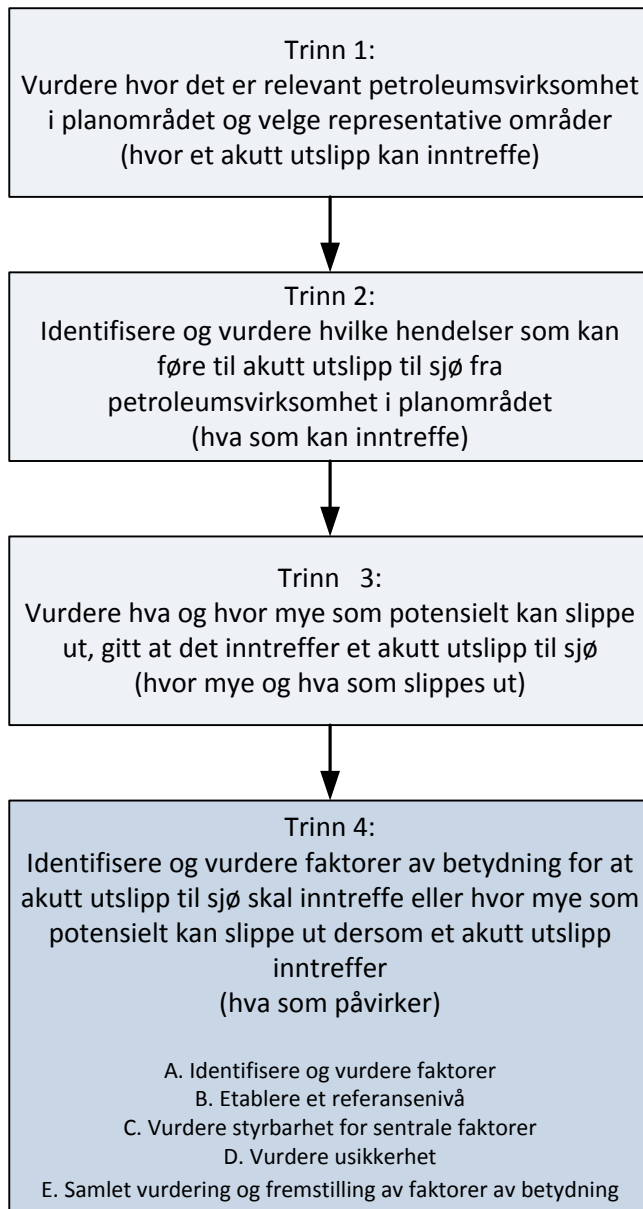
De foreslåtte scenarioene er scenarioer som fremstår rimelige å forholde seg til ut fra en sikkerhetsfaglig vurdering. Det er betydelig usikkerhet knyttet til hva som kan skje i fremtiden og det kan være andre scenarioer som er relevant å bruke til for eksempel oljedriftssimuleringene basert på andre hensyn og vurderinger. De foreslåtte scenarioene vil derfor danne utgangspunkt sammen med andre etaters vurderinger i forhold til oljedriftssimuleringene.

³ Porøsiteten til et materiale er et mål for forholdet mellom volumet av porer i materialet og totalvolumet. Permeabiliteten til et materiale er evnen materialet har til å transportere væske eller gass (strømningsmulighet).

⁴ Reservoartrykket er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk.

6 METODEBESKRIVELSE – TRINN 4: Identifisere og vurdere faktorer av betydning for at akutt utslipp til sjø skal inntreffe eller hvor mye som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer (hva som påvirker)

I dette kapittelet beskrives metoden og de ulike aktivitetene som skal gjennomføres i Trinn 4, jf. Figur 21.



Figur 21: Trinn 4 i metoden.

Trinn 4 består av følgende fem aktiviteter:

- A Identifisere og vurdere hvilke faktorer som kan påvirke muligheten for at et akutt utslipp skal inntreffe eller hvor mye som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer
- B Etablere et referansenivå som grunnlag for vurderinger av de mest sentrale faktorene beskrevet under A

- C Vurdere styrbarhet for sentrale faktorer
- D Vurdere usikkerheten relatert til de sentrale faktorene og deres betydning, samt styrbarhet
- E Samlet vurdering og fremstilling av faktorer av betydning

Ved å gjennomføre Trinn 4 etter den nevnte fremgangsmåten vil det være to betydelige fordeler:

- Kunnskap om historiske data og akutte utslipp til sjø på norsk sokkel inkluderes.
- Spesifikke faktorer som har betydning for risiko for akutt utslipp til sjø i området identifiseres og vurderes.

Prinsippene for de fem aktivitetene i Trinn 4 blir nærmere beskrevet i dette kapittelet. Deretter gjøres det spesifikke vurderinger for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i kapittel 7 til kapittel 9. Vurderingene av styrbarhet og usikkerhet som blant annet brukes som grunnlag for den samlede vurderingen og fremstillingen av faktorer av betydning, er dokumentert i Vedlegg 1. Dette er oppsummert i Tabell 6.

Tabell 6: Oversikt over hvor metodebeskrivelse og vurderinger for Nordsjøen og Skagerrak er dekket i rapporten.

Trinn	Beskrivelse / vurdering	Kapittel
Trinn 4 (A-E)	Overordnet metodebeskrivelse	Kapittel 6
Trinn 4.A	Identifisere og vurdere sentrale faktorer av betydning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak	Kapittel 7
Trinn 4.B	Etablere et referansenivå for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak	Kapittel 8
Trinn 4.C og 4.D	Vurdere styrbarhet og usikkerhet relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak	Vedlegg 1
Trinn 4.E	Samlet vurdering og fremstilling av sentrale faktorer av betydning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak	Kapittel 9

6.1 METODEN – TRINN 4.A: Identifisere og vurdere sentrale faktorer

I Trinn 4.A gjøres det en vurdering av hvilke faktorer som kan ha betydning for at akutt utslipp skal inntreffe, eller hvor mye som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer. En sentral del av disse vurderingene er å synliggjøre hva som er annerledes eller spesielt for området sammenlignet med norsk sokkel for øvrig, og hvilken påvirkning dette kan ha for risiko for akutt utslipp. Rapporten omhandler både forhold som er spesielle for området, samt en rekke faktorer som er uavhengige av lokasjon, men som likevel har betydning for risiko for akutt utslipp til sjø.

Mange bakenforliggende årsaker og medvirkende faktorer relaterer seg til forhold som tidsmessig kan ligge langt i forkant av et mulig utslipp. Disse årsakene og faktorene knytter seg ofte til valg som gjøres på ulike nivåer i de ulike fasene av petroleumsvirksomhet. Dette kan for eksempel være valg som gjøres av politikere, tilsynsmyndigheter, operatører, lisenspartnere, kontraktører osv. Tabell 7 viser noen eksempler på slike valg som har betydning for risiko for akutt utslipp til sjø.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Tabell 7: Sentrale faktorer av betydning for risiko for akutt utslipp til sjø i de ulike fasene av petroleumsvirksomhet.*

Tildeling og planlegging	Lete- og avgrensings-boring	Utbygging	Drift	Avslutning
<ul style="list-style-type: none"> - Utbyggingstakt (P, M, O, L) - Utlysing av område / blokk (P, M) - Selskap (erfaring og kompetanse) som tildeles operatørskap (P, M, O) - Selskap (erfaring og kompetanse) som blir lisenspartnere (P, M, L) - ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Valg av boreinnretning (M, O, L, K) - Årstid / sesong for gjennomføring av leteboring (P, M, O, L) - Gjennomføring av leteboring (M, O, L, K) - ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Valg av utbyggingsløsning (P, M, O, L, K) - Valg av teknologi (P, M, O, L, K) - Selskap (erfaring / kompetanse) som blir utbygger (kontraktør) (P, M, O, L, K) - Gjennomføring av utbygging (M, O, L, K) - ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Årstid / sesong for gjennomføring av drift / vedlikehold / modifikasjon (P, M, O, L) - Gjennomføring av drift / vedlikehold / modifikasjoner (M, O, L, K) - Tilsyn (P, M) - HMS-styring i operatørselskap (M, O, L, K) - ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Valg av metode / løsning for fjerning / disponering (P, M, O, L, K) - Gjennomføring av fjerning / disponering (M, O, L, K) - ...

* Bokstavene i parentes angir hvem som kan påvirke de ulike valgene som tas der P = Politikere, M = Myndigheter / offentlige etater, O = Operatør, L = Lisenspartnere, K = Kontraktør / underleverandør

Det at valg som gjøres på ulike nivåer og i ulike faser av petroleumsvirksomheten kan påvirke muligheten for akutt utslipp til sjø, krever virkemidler og tiltak på ulike nivåer, til ulik tid og av ulike aktører. Eksempler på slike tiltak kan være:

- Politiske tiltak (åpning av et område for petroleumsvirksomhet, tildeling av lisenser)
- Regulerende tiltak (regelverk som stiller krav til gjennomføring av petroleumsvirksomheten)
- Organisatoriske tiltak (kontraksstrategi / tildeling av kontrakter, driftsform)
- Tekniske tiltak (utbyggingsløsning, teknologi, design, fysiske barrierer)
- Operasjonelle tiltak (aktivitetsstyring og -planlegging)

I denne rapporten er det valgt å gruppere de ulike faktorer som er av betydning for at akutt utslipp til sjø skal inntreffe, eller hvor mye som kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer, i følgende hovedkategorier:

- Områdespesifikke faktorer
- Aktivitetsspesifikke faktorer
- Industrispesifikke faktorer

Nedenfor gis det en kort beskrivelse av den enkelte hovedkategori.

Områdespesifikke faktorer er faktorer som kan variere fra ett område til et annet og som dermed avhenger av området der petroleumsaktiviteten foregår. Eksempler på områdespesifikke faktorer er:

- Vær (vind / tåke / bølger / temperatur)
- Ising / sjøis / isfjell
- Reservoarforhold (trykk / temperatur / oljetype)
- Vanndybde
- Bunnforhold (innsynking av havbunnen)
- Rasfare og jordskjelv
- Trålere og skipstrafikk i området

Aktivitetsspesifikke faktorer er faktorer som er avhengig av petroleumsaktivitetene på den enkelte innretning. Disse faktorene påvirkes blant annet av utformingen av den enkelte innretning, hvilke type og mengde aktiviteter og operasjoner som foregår på den enkelte innretning, og hvordan disse aktivitetene og operasjonene planlegges og gjennomføres. Aktivitetsspesifikke faktorer kan for eksempel være:

- Innretningstype og tekniske løsninger (design og utforming)
- Vedlikehold og teknisk tilstand (aldring, haleproduksjon, levetidsforlengelse, brønnintegritet og brønnkontroll)
- Aktivitetsnivå på en enkelt innretning (operasjoner / aktiviteter som gjennomføres)
- Aktører som deltar i virksomheten (operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse, ledelse, organisering av virksomheten)

Industrispesifikke faktorer er faktorer som gjelder for industrien som helhet. Disse faktorene påvirkes blant annet av rammebetingelser og regelverk som gjelder for petroleumsvirksomheten. Eksempler på industrispesifikke faktorer er:

- Konjunkturedringer (oljepris, finanskrise)
- Aktørbilde (operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse, styring)
- Aktivitetsnivå i petroleumssektoren (tilgang til og valg av ressurser, læring)
- Område / blokk som lyses ut
- Rammebetingelser som myndighetene setter for petroleumsvirksomhet (regelverk)
- Utbyggingstakt (utbygging av nye felt, "fast-track" løsninger)

Faktorene som er listet ovenfor, er ikke ment som en uttømmende oversikt over alle mulige faktorer som kan påvirke muligheten for akutt utslipp til sjø eller hvor mye som kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer, men er ment som et utgangspunkt for vurderingene for et spesifikt område. Videre vil noen av faktorene ikke nødvendigvis være relevante for petroleumsvirksomhet i alle deler av norsk sokkel, men kan være relevante for kun enkelte deler av norsk sokkel. Et eksempel på dette er faktoren ising / sjøis som ikke er relevant for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, men som kan være relevant for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.

6.2 METODEN – TRINN 4.B: Etablere et referansenivå

I Trinn 4.B etableres det et referansenivå for noen eksempler på typiske petroleumsinnretninger i området i perioden frem til 2030. Vurderingene er basert på historiske ulykkesdata. Det antas her at på et grovt og overordnet nivå vil referansenivået være representativt for en gjennomsnittlig innretning, en gjennomsnittlig operasjon osv., i området.

Ved å ta utgangspunkt i historiske ulykkesdata for de forskjellige hendelsestypene, samt et sett med antagelser vedrørende innretningstype, antall ventiler og pakninger, antall brønner, antall meter rør, antall operasjoner av ulike typer med mer, kan det etableres frekvenser for akutt utslipp til sjø for de ulike hendelsestypene for ulike innretninger og lokasjoner. Nedenfor presenteres et eksempel på hvordan en kan gå frem for å etablere disse frekvensene.

Eksempel

Plattform X er en tenkt fast innretning med brønnhodet plassert topside. Brønnstrømmen prosesseres på innretningen før den transporteres i rørledning til en naboinnretning for videre behandling og eksport til land. Det er ti oljebrønner i produksjon på innretningen, og i snitt gjennomføres det totalt fem brønnoperasjoner per år på feltet. Ved å ta utgangspunkt i frekvensene for uønskede hendelser presentert i frekvensrapporten (Proactima, 2012b) og antagelsene vedrørende antall brønner og antall brønnoperasjoner, kan det etableres frekvenser for hendelsestypen utblåsning (DFU 3). Dette er illustrert i Tabell 8.

Tabell 8: Utblåsningsfrekvens for en tenkt innretning.

DFU 3 Utblåsning	Grunnlagsfrekvens (per år)		Antall	Frekvens (per år)
Produksjon	1,5E-05	Per brønn	10 brønner	1,5E-04
Brønnoverhaling	1,4E-05	Per operasjon	5 operasjoner per år	7,0E-05
Totalt	-	-	-	2,2E-04

Fra Tabell 8 ser en at frekvensen for en utblåsning på denne innretningen er vurdert å være 2,2E-04 per år.

Tilsvarende kan det etableres frekvenser for de andre hendelsestypene som for eksempel prosesslekkasje (DFU 1), samt stigerørs- og rørledningslekkasje (DFU 9).

Eksempelen over illustrerer hvordan det i tradisjonelle risikoanalyser for petroleumsinne-inger på norsk sokkel er vanlig å etablere frekvenser for initierende hendelser direkte basert på historiske ulykkesdata. En tilsvarende metode brukes også i denne rapporten for å etablere referansenivået. Referansenivået presenteres imidlertid ikke som en frekvens, men brukes som grunnlag for vurdering av styrbarhet og usikkerhet av de sentrale faktorene av betydning for risiko for akutt utslipp til sjø i området i perioden frem til 2030 (Trinn 4.C og 4.D) og inngår også i den samlede vurderingen og fremstillingen i Trinn 4.E. Referansenivået for ulike typiske inne-inger summeres ikke for å etablere en total frekvens for akutt utslipp til sjø i et område. Bakgrunnen for dette er beskrevet i det følgende.

Dersom alle forhold av betydning for risiko for akutt utslipp til sjø skal beskrives, er metoden som ligger til grunn for tradisjonelle risikoanalyser for snever. Et område består av mange ulike felt og forskjellige typer inne-inger. Ethvert felt og inne-ing er unik med ulik teknisk utforming, ulike utfordringer, ulik organisasjon, forskjellige type og mengde aktiviteter og operasjoner som foregår osv. Hvorfor én inne-ing i en tradisjonell risikoanalyse har en høyere frekvens for ulike hendelsestyper enn en annen inne-ing, har ofte en direkte sammenheng med mengde og type utstyr og antall operasjoner og aktiviteter på den enkelte inne-ing og har normalt ikke sammenheng med hvordan inne-ingen er drevet, om det er spesielle utfordringer relatert til driften av inne-ingen osv., ref. eksempelet over. De historiske ulykkesdataene er relevant informasjon, men det er mange faktorer som ikke belyses gjennom disse dataene, og som det er nødvendig å ha informasjon om for å kunne si noe om risikoen for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i et område.

Frekvenser for ulike hendelsestyper for en spesifikk inne-ing slik de etableres i tradisjonelle risikoanalyser kan i mange tilfeller være et godt utgangspunkt når en skal gjøre vurderinger knyttet til fremtidige aktiviteter. Slike fremstillinger må imidlertid leses og forstås i lys av at de nettopp er basert på historiske data ofte av varierende kvalitet og mengde, og består ofte av både nasjonal og internasjonal statistikk fra flere år tilbake i tid. Det kan derfor stilles spørsmål ved dataenes representativitet i forhold til fremtiden, de område-, felt-, inne-ings- eller sågar brønn- og utstyrspesifikke forhold. Metoden som brukes i tradisjonelle risikoanalyser medfører også at det blir

en fast sammenheng mellom risikonivå og aktivitetsnivå. En følge av dette er at når aktivitetsnivået øker, øker også det uttrykte risikonivået. Det betyr ikke at denne type frekvenser er irrelevant informasjon, men det betyr at de ikke alene bør legges til grunn som et bilde på risikoen forbundet med fremtidig aktivitet i et område. Det er behov for å se på risiko utover forventningsverdiene (frekvensene) (Aven, 2010).

Utelukkende å legge til grunn historiske data når en skal vurdere forhold i fremtiden, er dermed en for passiv og lite faglig forankret tilnærming. Dette fremkommer blant annet i RNNP-AU prosjektet (Ptil, Safetec & Preventor, 2011) som eksempelvis viser at det ikke er en lineær sammenheng mellom historiske ulykkesfrekvenser, aktivitetsnivå og den utviklingen en har hatt i antall akutte utslipp og deres alvorlighetsgrad i form av mengde som har sluppet ut. Dette betyr ikke det samme som at en økning i aktivitetsnivået, ikke er av betydning for hvor mange hendelser som kan inntreffe. Dette betyr at det i tillegg til aktivitetsnivå og historiske ulykkesdata, er en rekke andre faktorer som er av betydning for hva som kan inntreffe i fremtiden. Dette kan være faktorer relatert til teknologiske, operasjonelle og organisatoriske endringer. Teknologiutvikling kan for eksempel gi ny og forbedret teknologi, samt at organisasjonsendringer og læring av hendelser kan gjøre at risikonivået reduseres over tid.

Dette er et forhold som ikke er unikt eller enestående for petroleumsvirksomheten. En ser eksempelvis det samme bildet dersom en ser på antall drepte i trafikken i Norge. Frekvensen for å bli drept per kjørte kilometer er drastisk redusert i dag sammenlignet med frekvensene for denne type ulykker på 1970-tallet. Dette kommer blant annet av at en i dag har mye sikrere biler og veier, samt at en har en bedre kjøreopplæring, for å nevne noen faktorer som kan være av betydning for denne utviklingen. Likevel inntreffer det fortsatt beklageligvis dødsulykker i trafikken. Det betyr at en per i dag ikke har utviklet løsninger som utelukker at ulykker kan inntreffe, til tross for at en har implementert en rekke tiltak for å forhindre og redusere konsekvensene av ulykker.

Petroleumsvirksomheten har, som biltrafikken, også vært gjenstand for en omfattende teknologisk utvikling. Det er eksempelvis få eller ingen av de løsningene en anvendte på 1970-tallet som i dag anvendes på nye innretninger. Det er videre få indikasjoner som tilsier at virksomheten ikke også i fremtiden vil være gjenstand for utvikling og implementering av nye løsninger. Dette i seg selv tilsier at det kan stilles spørsmålsteget ved utelukkende å legge til grunn dagens ulykkesfrekvenser når en skal vurdere risikoen for akutte utslipp 20 år frem i tid. Samtidig er det ikke slik at alle nye teknologiske løsninger nødvendigvis bidrar til å redusere risikoen for akutte utslipp. For eksempel trenger ikke en løsning som bidrar til økt produksjon nødvendigvis også å bidra til å redusere risikoen for akutt utslipp. Videre er det heller ikke slik at det nødvendigvis er de tekniske løsningene som er av størst betydning for om ulykker inntreffer eller ikke. Som beskrevet tidligere, er det ofte andre faktorer enn de tekniske løsningene som er avgjørende for om ulykker inntreffer eller ikke.

For å vurdere risiko for akutt utslipp til sjø og utvikling av risikoen i et område i et langsiktig perspektiv, er det nødvendig å studere de bakenforliggende årsakene og medvirkende faktorene i mer detalj. Basert på en sammensatt vurdering av hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut ved et akutt utslipp til sjø, samt de bakenforliggende årsakene og medvirkende faktorene, kan risiko for hendelsen beskrives, uten å basere seg på en total frekvens for akutt utslipp til sjø i området. Som nevnt, inngår referansenivået som etableres i dette trinnet av metoden, som grunnlag for de vurderinger som gjøres av styrbarhet og usikkerhet av de ulike faktorene i Trinn 4.C og 4.D før det presenteres en samlet vurdering og fremstilling i Trinn 4.E.

6.3 METODEN – TRINN 4.C: Vurdere styrbarhet

I Trinn 4.C vurderes det i hvor stor grad en kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø, gjennom forskjellige faktorer som kan påvirkes og styres på ulikt nivå og på ulike tidspunkt, gjennom de valg

og beslutninger som fattes. Eksempelvis så kan en ved valg av bestemte innretningstyper eliminere enkelte hendelsestyper helt, samtidig som andre introduseres.

Muligheten for at et akutt utslipp til sjø skal inntreffe er avhengig av svært mange faktorer, både enkeltvis og i kombinasjon. Disse faktorene vil dessuten også være i kontinuerlig endring. Enhver beskrivelse av risiko vil være en beskrivelse av et begrenset utvalg av aktuelle scenarier basert på viktige forutsetninger og antagelser. Et grunnleggende utgangspunkt for vurderingene er at risiko kan påvirkes og styres. Dette betyr at en ved å velge gode løsninger, eksempelvis når det gjelder tekniske løsninger, aktører og organisatoriske forhold osv., kan styre risikoen. Gjennom god styring ønsker en å redusere muligheten for uønskede hendelser som kan resultere i akutt utslipp til sjø, samt redusere mengden olje som potensielt kan slippes ut ved et utslipp. Samtidig er det slik at valg av mindre gode løsninger, eksempelvis når det gjelder tekniske løsninger, aktører, organisatoriske forhold osv., kan medføre et høyere risikonivå.

Vurderingene av styrbarhet tar utgangspunkt i referansenivået for eksempler på typiske innretninger i området (Trinn 4.B) og de faktorene som er vurdert å påvirke risiko for akutt utslipp til sjø (Trinn 4.A). Vurderingene gjøres for ulike innretningstyper i perioden frem til 2030, og for alle hendelsestypene nevnt under metodens Trinn 2 (jf. kapittel 4). Vurderingene tar utgangspunkt i hvordan område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorer i et område påvirker årsaksbildet for de ulike hendelsestypene. Basert på den generelle informasjonen er det foretatt en vurdering av styrbarhet for de sentrale faktorene.

Nedenfor presenteres et eksempel på hvordan vurderingene av styrbarhet er gjennomført i praksis. Eksempelen tar utgangspunkt i hendelsestypen skipskollisjon (DFU 5-7) for en utbygging av en fast innretning, og vurderingene er knyttet til den områdespesifikke faktoren vær (vind / tåke / bølger / temperatur) som kjennetegner Nordsjøen.

Eksempel

Det tas utgangspunkt i referansenivået for risiko knyttet til hendelsestypen skipskollisjon (DFU 5-7) for en utbygging av en fast innretning. Dårlig vær i form av eksempelvis tåke og høye bølger kan øke muligheten for en kollisjon mellom et fartøy og en innretning. Prognoser for klimaendringer i Nordsjøen viser at temperaturen og nedbøren generelt vil øke, og at klimaendringer kan medføre noe mer ekstremvær i området i perioden frem mot 2030. Det er imidlertid ikke noe som tilsier at utfordringer relatert til kaldt klima, polare lavtrykk og andre sesongbaserte utfordringer som en kan erfare andre steder, vil være en relevant problemstilling for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen i perioden frem til 2030.

Prognosene for klimaendringer viser ikke drastiske endringer i perioden frem til 2030 og man er relativt trygg på disse prognosene. Dersom innretningen designes for å ta høyde for disse klimaendringsprognosene, er det vurdert at faktoren værforhold verken vil øke eller redusere mulighet for akutt utslipp til sjø enn referansenivået.

For de fleste av vurderingene er det vanskelig å tallfeste effekten av hver av de område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene. For å forenkle vurderingene av i hvor stor grad muligheten for akutt utslipp kan styres, i positiv retning (ned) eller negativ retning (opp) i forhold til referansenivået, er det vurdert som hensiktsmessig å benytte fem diskrete kategorier:

- Ingen forskjell
- Liten forskjell
- Noe forskjell
- Stor forskjell
- Veldig stor forskjell

I vurderingene av styrbarhet i positiv retning (reduert risiko for akutt utslipp til sjø) inngår også potensielle fremtidige risikoreducerende tiltak. Slike tiltak kan være både tiltak som reduserer muligheten for at et akutt utslipp til sjø skal inntreffe, og tiltak som kan redusere mengden utslipp, gitt at et akutt utslipp inntreffer.

For å oppnå en konsistent vurdering, og mulighet for å fremstille vurderingene av styrbarhet grafisk, har det blitt benyttet kvantitative faktorer for å reflektere de fem kategoriene. Følgende faktorer er benyttet:

- | | | | |
|--------------------------|---------|-----------|----------|
| • Ingen forskjell: | Faktor: | ned: 1 | opp: 1 |
| • Liten forskjell: | Faktor: | ned: 0,67 | opp: 1,5 |
| • Noe forskjell: | Faktor: | ned: 0,5 | opp: 2 |
| • Stor forskjell: | Faktor: | ned: 0,2 | opp: 5 |
| • Veldig stor forskjell: | Faktor: | ned: 0,1 | opp: 10 |

De kvantitative faktorene er utformet slik at "veldig stor forskjell" tilsvarer en endring av referansenivået fra for eksempel 10^{-4} til 10^{-3} (opp) eller 10^{-5} (ned) per år. Se eksempel i Tabell 9.

Tabell 9: Eksempel på vurdering av styrbarhet.

Kategori	Faktor	Ned	Referansenivå	Opp	Faktor
Ingen forskjell	1	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	1
Liten forskjell	0,67	$6,7 \times 10^{-5}$	1×10^{-4}	$1,5 \times 10^{-4}$	1,5
Noe forskjell	0,5	5×10^{-5}	1×10^{-4}	2×10^{-4}	2
Stor forskjell	0,2	2×10^{-5}	1×10^{-4}	5×10^{-4}	5
Veldig stor forskjell	0,1	10^{-5}	10^{-4}	10^{-3}	10

Eksempel

Gitt at referansenivået for en hendelsestype er vurdert til $1,5 \times 10^{-4}$ per år, kan følgende endringer eksempelvis gjøres:

- a) Dersom et forhold er vurdert til å utgjøre "liten forskjell" i positiv retning ("positiv" - vurdert til å redusere mulighetene for at akutt utslipp skal kunne inntreffe), så blir referansenivået justert på følgende måte:
 $1,5 \times 10^{-4} \times 0,67 = 1,01 \times 10^{-4}$ per år.
- b) Dersom et forhold er vurdert til å utgjøre "veldig stor forskjell" i negativ retning ("negativ" - vurdert til å øke mulighetene for at akutt utslipp skal kunne inntreffe), så blir referansenivået justert på følgende måte:
 $1,5 \times 10^{-4} \times 10 = 1,5 \times 10^{-3}$ per år.

6.4 METODEN – TRINN 4.D: Vurdere usikkerhet

Vurderingene av styrbarhet i Trinn 4.C er gjort med basis i den kunnskap en har i dag. Det betyr at enkelte forhold er velkjente og godt beskrevet, mens i andre tilfeller foreligger det mangelfull kunnskap om fenomenene som påvirker muligheten for akutt utslipp til sjø. Det betyr at det er varierende grad av usikkerhet. For å synliggjøre dette poenget er alle vurderingene av styrbarhet

fulgt opp med en vurdering av usikkerhet. Det er benyttet tre kategorier for kategorisering av usikkerhet: lav (L), middels (M) og høy (H). For å sikre konsistens i kartleggingen av usikkerhet er det benyttet følgende kriterier for de tre ulike kategoriene (Flage & Aven, 2009):

Lav usikkerhet hvis samtlige av vilkårene under møtes:

- Fenomenene som betraktes er godt forstått; modellen(e) som brukes er kjent for å gi prediksjoner med tilstrekkelig nøyaktighet.
- Antakelsene som legges til grunn anses å være rimelige.
- Mye pålitelige data er tilgjengelig.
- Det er bred enighet blant eksperter.

Høy usikkerhet hvis ett eller flere av vilkårene under møtes:

- Fenomenene som betraktes er ikke godt forstått; modeller eksister ikke, eller er kjent for å gi dårlige prediksjoner.
- Antakelsene som legges til grunn representerer sterke forenklinger.
- Data er ikke tilgjengelig, eventuelt er upålitelige.
- Det er mangel på enighet blant eksperter.

Middels usikkerhet:

- Vilkår mellom de som karakteriserer lav og høy usikkerhet.

Nedenfor presenteres et eksempel på hvordan vurderingene av usikkerhet er gjennomført i praksis. Eksempelet tar utgangspunkt i faktoren aktører som deltar i virksomheten på den enkelte innretning, herunder operatørs, lisenspartners og kontraktørs erfaring og kompetanse, sett opp mot hendelsestypen brønnhendelser (DFU 3).

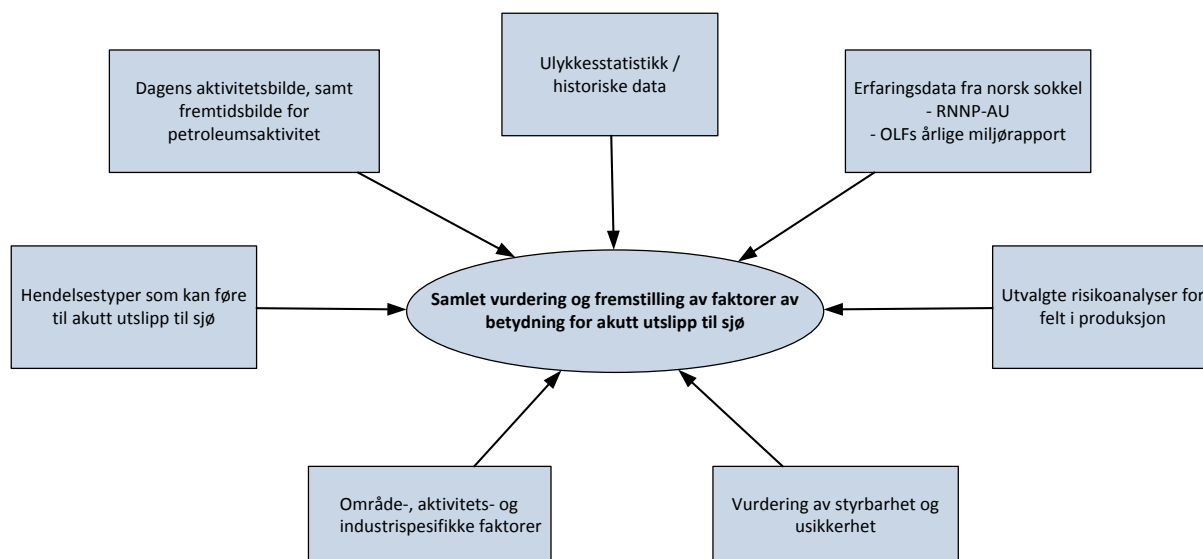
Eksempel

Det å gjennomføre en boreoperasjon krever god kjennskap til hvilke hendelsestyper som kan oppstå, og hvordan disse kan detekteres og håndteres. Ulike aktører vil ha ulik bakgrunn og ulike forutsetninger for å gjennomføre bore- og brønnoperasjoner på en forsvarlig måte. Således er det betydelig styrbarhet: Det kan velges aktører som er "bedre" enn gjennomsnittet for sokkelen for øvrig, men det kan også velges aktører som er "dårligere" enn gjennomsnittet for sokkelen for øvrig. Det foreligger imidlertid lite kunnskap om hvor stor forskjell det er på ulike aktører og hvilken betydning dette har på risiko for et akutt utslipp til sjø. Derfor velges usikkerhetskategorien "høy".

Vurderingene av styrbarhet og usikkerhet er utført på et overordnet nivå og inkluderer forenklinger og antakelser. I denne sammenheng har formålet vært å anslå en retning og en relativ størrelsesorden. Det har videre vært et formål å vise det handlingsrommet som finnes, det vil si handlingsrommet for å velge løsninger og tiltak som bidrar til å påvirke risikoen for akutte utslipp til sjø i riktig retning. I forhold til disse formålene er tilnærmingen og vurderingene ansett som solide og tilstrekkelig raffinerte.

6.5 METODEN – TRINN 4.E: Samlet vurdering og fremstilling

I Trinn 4.E gjøres det en samlet vurdering og fremstilling av faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i et område. Figur 22 presenterer hvilke momenter som er inkludert i den samlede vurderingen og fremstillingen.



Figur 22: Momenter som er vurdert ved samlet vurdering og fremstilling av faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø.

En oversikt over tilløp til hendelser og faktiske hendelser som har ført til akutt utslipp i et område, vil i mange tilfeller være relevant informasjon å inkludere som en del av grunnlaget for vurderinger av petroleumsvirksomhetens evner til å forebygge akutte utslipp også i fremtiden. Tilsvarende vil denne type kunnskap også være relevant informasjon når en skal vurdere næringens evner til å begrense omfanget dersom en slik hendelse inntreffer. Historiske data, herunder det å identifisere og implementere viktige lærepunkter fra denne type hendelser, er således en viktig faktor for å sikre en kontinuerlig forbedring i hele næringen.

I år 2000 igangsatte Ptil (den gang en del av OD) prosjektet "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet" (RNNP), med det formål å overvåke utviklingen av risikonivå i petroleumsvirksomhet, bidra til et mer omforent bilde av denne utviklingen blant partene i næringen, og tidlig identifisere negative trender for dermed bedre å kunne prioritere ulykkesforebyggende innsats fra myndighetene og aktørene. Det utgis en RNNP-rapport hvert år. Det er etablert et godt samarbeid mellom Ptil, aktørene i petroleumsvirksomheten, samt arbeidstakerorganisasjoner og relevant fagekspertise for å skape nødvendig forankring og tillit til resultatene.

Fokus i RNNP-prosjektet har i perioden 2000-2010 vært på personellrisiko. Ptil har de siste årene blitt stadig mer involvert i arbeidet med helhetlige forvaltningsplaner for havområdene i tillegg til annet arbeid for å nå nasjonale miljømål. Å forene hensynet til sikkerhet og arbeidsmiljø med hensynet til ytre miljø står sentralt i dette arbeidet, og det ble identifisert et behov for å bedre overvåkingen av utviklingen i risiko forbundet med uønskede hendelser som kan føre til forurensning, i RNNP-prosjektet omtalt som risiko for akutte utslipp. På denne bakgrunn ble RNNP-prosjektet utvidet til også å inkludere akutte utslipp til sjø, og denne delen av prosjektet refereres til som RNNP-AU (akutt utslipp).

Målet med RNNP-AU er å kunne supplere Ptils årlige publikasjoner om utvikling av personellrisiko med årlige publikasjoner om utvikling av risiko for akutte utslipp i petroleumsvirksomheten. Dataene fra RNNP-AU gir historisk informasjon om:

- Inntrufne akutte utslipp.
- Tilløpshendelser, det vil si inntrufne hendelser som kunne ha ført til akutt utslipp dersom én eller flere av barrierene som skal hindre en slik utvikling, hadde sviktet.
- Barrieretytelse, det vil si informasjon om funksjon eller ikke-funksjon av de systemer som er implementert for å hindre at tilløpshendelser utvikler seg til akutte utslipp.

RNNP-AU er basert på et omfattende datamateriale fra databasen Environment Web (EW)⁵ og fra RNNP, som til sammen dekker både faktiske utslippshendelser, tilløp til hendelser, årsaker og barriereytelse. Det er lagt opp til å kunne overvåke risikoutvikling med hensyn til akutte utslipp i petroleumsvirksomhet både generelt og regionalt. Med regionalt menes i forhold til planområdene som følger av helhetlige forvaltningsplaner for havområdene.

Overvåking av risikoutviklingen vil gi informasjon om forbedringer og svekkelser over tid av bakenforliggende årsaker og medvirkende faktorer av betydning for å sette myndighetene og selskapene i stand til å redusere muligheten for at det inntreffer hendelser som kan medføre akutt forurensning, redusere mengde av akutt forurensning dersom en ulykke likevel inntreffer, og redusere usikkerhet knyttet til ulykkesmekanismer gjennom målrettet satsing på forbedringsprosjekter, FoU, kartlegginger, overvåkinger mv.

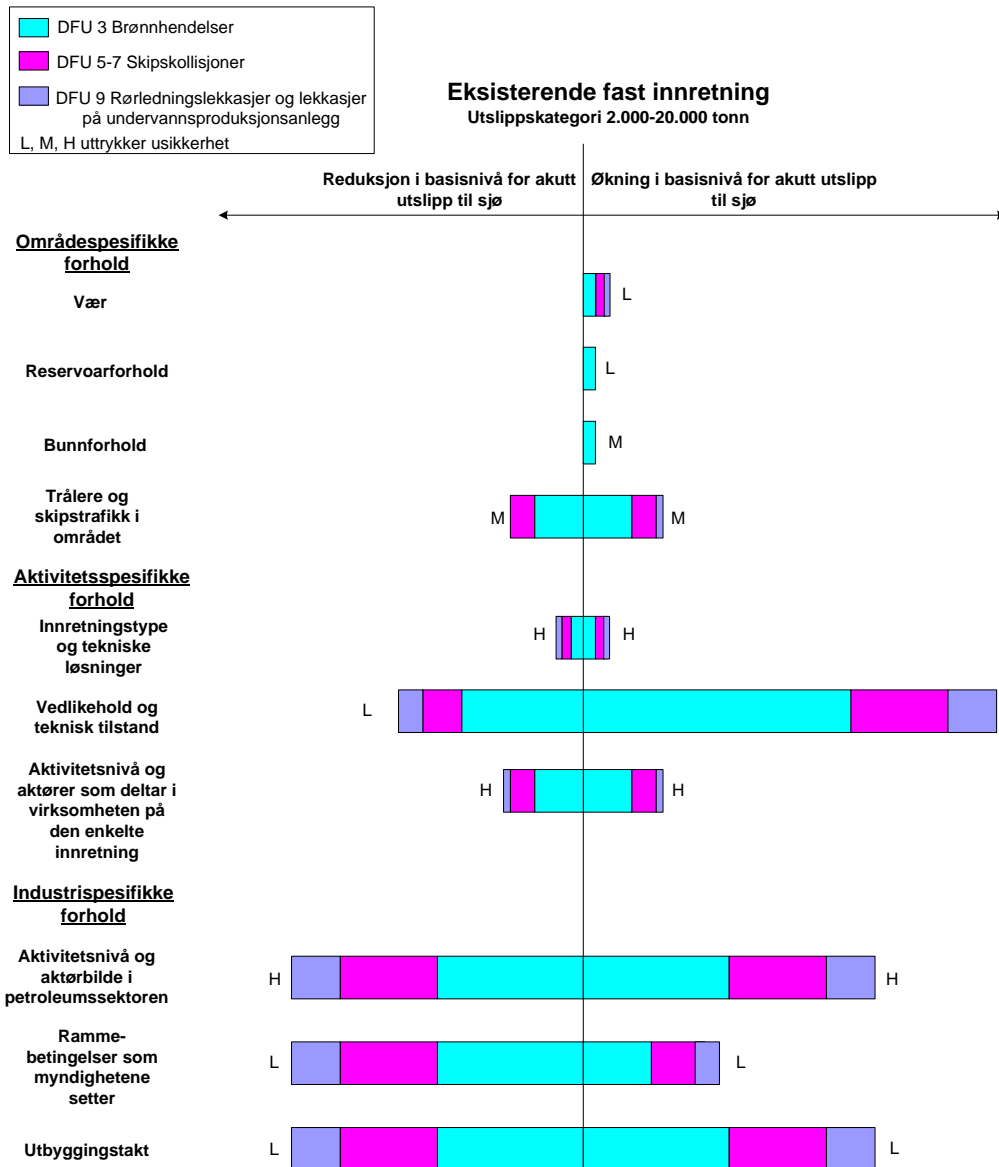
Ptil anser RNNP-AU å utgjøre et viktig grunnlag for å vurdere miljørisiko og samfunnsrisiko forbundet med petroleumsvirksomheten, og et viktig bidrag til arbeidet med en helhetlig økosystembasert forvaltning av havområdene. På denne bakgrunn benyttes informasjon fra RNNP-AU som en viktig del av underlaget i den samlede vurderingen og fremstillingen i Trinn 4.E.

Som tidligere nevnt, er blant annet risiko for et akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i et område avhengig av hvor det vil være relevant med petroleumsvirksomhet i fremtiden, hvilke hendelsestyper som potensielt kan gi akutt utslipp til sjø, hvor stort utslipp de ulike hendelsestypene potensielt kan føre til, samt ulike område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorer av betydning. Derfor inkluderes alle disse forholdene i den samlede vurderingen og fremstillingen, jf.Figur 22.

Som grunnlag for å kunne diskutere de mest sentrale faktorene, blir vurderingene som gjøres i Trinn 4.A til 4.D, fremstilt grafisk i såkalte tornadodiagrammer som en del av den samlede vurderingen og fremstillingen i Trinn 4.E. I Figur 23 under er det vist et eksempel på et tornadodiagram.

⁵ Environment Web (EW) er en database hvor alle inntrufne akutte utslipp fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel registreres.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 23: Et eksempel på hvordan resultater fra Trinn 4 kan presenteres i et tornadodiagram.

I venstre kolonne vises de område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene som kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø. Dette er faktorene identifisert under Trinn 4.A. Den vertikale linjen reflekterer referansenivået som gjelder for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Dette svarer til Trinn 4.B.

Graden av styrbarhet (Trinn 4.C) er i figuren illustrert ved bredden på den enkelte faktor som er vurdert. Styrbarhetsvurderingene er en vurdering både av hvor mye en kan påvirke muligheten for at et akutt utslipp til sjø skal inntreffe, men også en vurdering av hvordan en kan påvirke omfanget av et akutt utslipp. Dette er vist i eksempelet under.

Eksempel

Vurdering av styrbarhet for faktoren innretningstype og tekniske løsninger for hendelsestypen utslipp ved lastning / lossing av olje vil være knyttet til tiltak for å redusere muligheten for et akutt utslipp til sjø kan inntreffe, men også tiltak for å påvirke omfanget av et eventuelt akutt utslipp.

Tiltak for å redusere muligheten for akutt utslipp til sjø kan for eksempel relatere seg til materialvalg, design og utforming av lekkasjekilder, tilstandsovervåking som tilrettelegger for umiddelbar melding om uønsket teknisk tilstand på utstyr og konstruksjoner, osv.

Også omfanget av et akutt utslipp kan påvirkes ved å innføre tiltak, for eksempel tiltak som gjør at en eventuell lekkasje detekteres og tiltak for å stanse denne iverksettes umiddelbart.

Teknologiutvikling kan også bidra til å redusere omfanget av et akutt utslipp ved lastning / lossing av olje, for eksempel at det kan legges inn et svakt ledd i laste- / losseslangen, med ventiler på begge sider som automatisk lukker seg ved slangebrudd. Da vil mengden som slippes ut kunne begrenses til et minimum.

Bredden på den enkelte faktor i tornadodiagrammet reflekterer i tillegg den enkelte faktor sin relative betydning for risikonivået. Det vil si at bredden på en faktor som er vurdert til å være av stor betydning, og som samtidig er vurdert til å ha høy grad av styrbarhet, i figuren vil være større enn en faktor som er av mindre betydning selv om den (i og for) seg kan være mer styrbar. Vurderinger av ulike hendelsestyper er illustrert ved bruk av forskjellige farger.

Vurderingen av styrbarhet i forhold til områdespesifikke faktorer betyr **ikke** i hvilken grad en kan påvirke eller styre disse faktorene (for eksempel vind og bølger), men i hvilken grad en med beslutninger relatert til teknisk utforming, måten en velger å gjennomføre ulike aktiviteter på osv. er i stand til å håndtere de områdespesifikke faktorene.

Vurderingene av usikkerhet (Trinn 4.D) er vist i figuren til høyre og venstre for fremstillingen av styrbarhet, i form av kategoriseringene lav (L), middels (M) og høy (H).

Eksempel

Eksempelen i Figur 23 over viser at for en ny undervannsløsning i drift i 2030 er valg relatert til blant annet aktørbilde, herunder operatørens, lisenspartnernes og kontraktørenes erfaring og kompetanse, vurdert til å være en viktig faktor for muligheten for akutt utslipp til sjø. Muligheten for akutt utslipp til sjø i 2030 kan være både høyere og lavere enn referansenivået, avhengig av de valg som gjøres.

Den viktigste informasjonen fra figuren er at en ved å gjøre gode valg vil kunne redusere muligheten for akutt utslipp til sjø. Mer spesifikt så viser figuren at det for eksempel er viktig å gjøre gode valg relatert til operatører, lisenspartnere og kontraktører. Figuren viser også at det er vurdert at muligheten for akutt utslipp til sjø potensielt vil kunne øke i perioden frem mot 2030 sammenlignet med referansenivået dersom en ikke i tilstrekkelig grad tar bevisste valg knyttet til hvilke ressurser som velges.

7 TRINN 4.A: Identifisere og vurdere faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø i Nordsjøen og Skagerrak

I kapittel 7.1 til kapittel 7.3 gis det en diskusjon av hvilke område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene som er av betydning for om akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak kan inntreffe, eller av betydning for hvor mye som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer. I ODs fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet er det oppgitt at det ikke vil være relevant med petroleumsvirksomhet i Skagerrak i perioden frem til 2030 (OD, 2010b). Det er derfor ikke gjort vurderinger av eventuelle områdespesifikke faktorer for Skagerrak i denne rapporten. Det vil si at hele området er sett under ett. I kapittel 7.4 oppsummeres de faktorene som er vurdert å være relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, og som er lagt til grunn for resten av rapporten.

Både næringen og myndighetene kan iverksette tiltak for å redusere muligheten for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp og/eller stanse ulykken ved kilden for dermed å redusere mengde forurensning som kan komme ut i sjøen. Tiltak som kan iverksettes henger tett sammen med de faktorene som diskuteres i dette kapitlet. Enkelte av tiltakene vil bli nærmere diskutert i kapittel 11.

7.1 Områdespesifikke faktorer

I dette kapitlet gis det en beskrivelse av de områdespesifikke faktorene som er identifisert som relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, med utgangspunkt i faktorene som ble presentert i kapittel 6.1:

- Vær (vind / tåke / bølger / temperatur)
- Ising / sjøis / isfjell
- Reservoarforhold (trykk / temperatur / oljetype)
- Vanndybde
- Bunnforhold (innsynking av havbunnen)
- Rasfare og jordskjelv
- Trålere og skipstrafikk i området

Vær (vind / tåke / bølger / temperatur)

Vind, tåke, bølger, temperatur osv. er viktige risikopåvirkende faktorer i petroleumsvirksomheten. Disse faktorene kan påvirke både muligheten for at uønskede hendelser inntreffer og deres konsekvenser, dersom virksomheten ikke er tilpasset naturlastene den utsettes for. Det er derfor viktig at utforming, operasjoner og styring av virksomheten blir tilpasset konsekvensene av klima og klimaendringer. Dette er regulert gjennom HMS-regelverket for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, blant annet i Innretningsforskriftens § 11. HMS-regelverket stiller krav til teknologi, operasjoner og styring av virksomheten, og inneholder en rekke virkemidler.

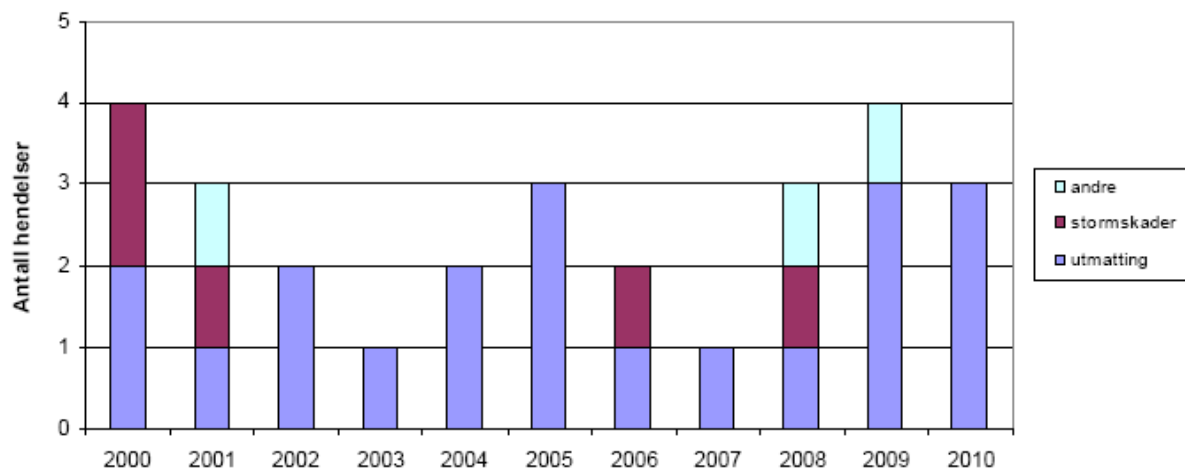
Vind- og bølgeklimate i Nordsjøen og Skagerrak er relativt godt kartlagt ved hjelp av en kombinasjon av måledata og eksisterende hindcastdata⁶. Klimafaktorer som skaper utfordringer for petroleumsvirksomhet i andre havområder, slik som kaldt klima og polare lavtrykk i Barentshavet, eller i Mexicogulven hvor det er store sesongbaserte utfordringer med orkaner, er mindre aktuelt for Nordsjøen og Skagerrak.

⁶ Hindcastdata er data som fremkommer ved bruk av numeriske modeller og det såkalte 'Hindcastarkivet' brukes blant annet til dimensjonering og planlegging av virksomheten i norske farvann.

Prognoser for klimaendringer i Nordsjøen og Skagerrak viser at temperatur og nedbørsmengde generelt vil øke, og at klimaendringene kan medføre mer ekstremvær (Faggruppen for Nordsjøen, 2010b). Økt hyppighet av ekstremvær kan øke muligheten for akutt utslipp fra petroleumsvirksomhet dersom innretningene og operasjonene ikke er dimensjonert for raske værendringer og ekstremvær.

Det forekommer tidvis uvær i Nordsjøen og Skagerrak, og enkelte innretninger har gjennomført tiltak som å stenge ned produksjon og avmanne ved varsel om uvær. Dette gjelder spesielt for eldre innretninger hvor havbunnen har sunket sammen over tid på grunn av bunnforholdene og utvinningen av olje og gass. Dette medfører en lavere høyde fra havoverflaten og opp til selve innretningen, og dermed en større mulighet for skade på innretning ved dårlig vær. I en slik sammenheng er det viktig å vite hvor voldsomt vær en kan vente seg og hvor lang tid i forveien slikt vær kan varsles. ConocoPhillips har blant annet utarbeidet et varslingsystem for bølgehøyde på Ekofiskfeltet, som er et område med innsunken havbunn i tillegg til at flere innretninger har blitt jekket opp. En slik nedstengning av produksjonen og avmanning vil i hovedsak sikre personell, men så lenge anlegget ikke blåses ned vil det fortsatt være hydrokarboner tilstede som i verste fall kan føre til et akutt utslipp til sjø.

Gjennom prosjektet "Risikonivå norsk petroleumsvirksomhet" (RNNP) følger Ptil risikoutviklingen relatert til blant annet stormskader og utmattingsskader på infrastrukturen i petroleumsvirksomheten. Data for perioden 2000 til 2010 er vist i Figur 24.



Figur 24: Konstruksjonsskader (Ptil, 2011c).

De fleste hendelsene er relatert til utmattingsskader, men en del er stormskader. Stormskadene er stort sett skader som er gjort på dekket av innretningene, men det er også registrert oppsprekking i skrog. I de fleste tilfellene var det bølger som påførte skadene, og i ett tilfelle var det vind. Ingen av disse hendelsene har så langt medført akutt utslipp til sjø. Antall skader ser ut til å være nokså konstant med en til tre alvorlige skader i året. Det er ikke målt noen endring over tid (Ptil, 2011c).

Ptil følger også opp at næringen overvåker klimautviklingen og iverksetter nødvendige tiltak for eksisterende innretninger og fremtidige utbygginger. Med den usikkerheten som er i klimaendringsscenarioene og tidsperspektivet det er snakk om, kombinert med overvåking av petroleumsvirksomheten, blant annet med hensyn til stormskader, er det foreløpig ikke vurdert som nødvendig å endre regelverket (Faggruppen for Nordsjøen, 2010b). Dette følger også av at HMS-regelverket er risikobasert og funksjonelt, og i regelverket vises det til standarder hvor det kreves at klimaendringer skal vurderes.

Prognosene for klimaendringer viser altså ikke drastiske endringer i perioden frem til 2030 og man er relativt trygg på disse prognosene. Kunnskapsutvikling og forskning i forhold til hvordan klimaet har utviklet seg, fremtidig klimautvikling, kvalitet på klimadata og forståelse av prosessene i og mellom

de forskjellige delene av klimasystemet vil imidlertid være viktige elementer for å kunne ta hensyn til vær både i design og drift av petroleumsinnretninger.

Ising / sjøis / isfjell

Ising, sjøis og isfjell er ikke vurdert å være en aktuell problemstilling for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem mot 2030 og dermed ikke diskutert videre i denne rapporten.

Reservoarforhold (trykk / temperatur / oljetype)

Reservoarforhold som trykk, temperatur og oljetype er en viktig risikopåvirkende faktor i petroleumsvirksomheten. Det kan påvirke både muligheten for at uønskede hendelser skal inntreffe og deres konsekvenser, spesielt relatert til DFU 3 brønnehendelser.

For den sørlige del av Nordsjøen er produksjonen per i dag og de fremtidige mulighetene, dominert av krittreservoarene i området. Det er funnet dyptliggende reservoarer med svært høye trykk som ser ut til å ha bevart bedre porøsitet og strømningssegenskaper enn det som er trenden lengre nord.

I midtre del av Nordsjøen er det to hovednivåer av reservoarsandstein, paleogen og jura. De største olje- og gassressursene er funnet i paleogen. Sandstein av paleogen ligger hovedsakelig på dyp mellom 1.700 og 2.200 meter under havoverflaten. Disse reservoarene har hydrostatisk trykk⁷. Reservoaregenskapene (porøsitet og permeabilitet) er gode der steinsandslagene er tykke. Det er funnet mye gass i grabenområdene, mens de viktigste oljeforekomstene er funnet i randsonen til grabenområdene. Sandstein av jura ligger dypt begravd, og har overtrykk på dyp under omtrent 3.500 meter. På slike store dyp er det vesentlig gjort funn av gass-kondensat og lite olje.

Nordlige del av Nordsjøen ligger i tre provinser med ulike trykk og hydrokarbonfordeling; Tampen, Vikinggraben og plattformene øst for Vikinggraben. Oljefunn av betydning er bare gjort i jura og trias reservoarbergarter. I den dypt begravde Vikinggraben (dypere enn omtrent 3.500 meter) er det store overtrykk i jurareservoaret. Den dominerende væskefasen her er gass / kondensat. Tampenområdet vest for Vikinggraben er en viktig oljeprovinns der jura reservoarbergarter av god kvalitet ligger på dyp mellom 1.900 og 3.500 meter. Hele Tampenområdet på norsk sektor har trykk over hydrostatisk (omtrent 1,4 ganger hydrostatisk). I områdene øst for Vikinggraben er det gjort store funn av olje og gass. Jura reservoarsandstein ligger på dyp mellom 1.300 og 3.000 meters dyp. Det finnes reservoarenheter der sandsteinslagene er tynne og har lav produktivitet.

Før en boreoperasjon og når myndighetene vurderer tildeling av nye blokker, brukes forskjellen mellom bergtrykket og det maksimale poretrykket til å predikere poretrykksregime i brønnen. Mindre avvik fra forventet poretrykk er nokså vanlig under boring og særlig under leteboring. Regelverket og alminnelig praksis tilsier at bore- og brønnoperasjoner, brønnutstyr og brønnskrollutstyr er dimensjonert med en sikkerhetsfaktor for å kunne håndtere avvik fra forventet trykk. På de utforskede delene av norsk sokkel, slik som Nordsjøen, er imidlertid utbredelsen av ulike poretrykksregimer rimelig godt kjent.

Foruten enkelte reservoarer med høyt trykk som er funnet i sørlige del av Nordsjøen, er det ikke noe ved reservoarforholdene i Nordsjøen som er vurdert å være spesielt utfordrende. Dette underbygges av at Nordsjøen er et modent område med kjent geologi. Videre vil reservoartrykket avta etter hvert som et felt produserer, og OD vurderer det ikke som sannsynlig å finne nye felt med høyere reservoartrykk, andre reservoaregenskaper, eller -størrelse (Proactima, 2012b).

⁷ Hydrostatisk trykk er trykk som kommer av vekten til en væskesøyle. Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk. I felt som har produsert lenge, vil trykket som regel være lavere enn hydrostatisk trykk.

Utfordringer relatert til sand- og vannproduksjon kan imidlertid også påvirke muligheten for akutt utslipp til sjø, eksempelvis i form av mer kompliserte brønnoperasjoner. Dette er forhold som ofte øker utover i et felts levetid. I perioden frem til 2030 vil flere felt i Nordsjøen være modne, med påfølgende økt sand- og vannproduksjon og de utfordringer dette medfører for blant annet prosessanlegget som tar imot og prosesserer brønnstrømmen.

Grunn gass kan være en risikoutfordring i forbindelse med boreoperasjoner, særlig i ukjente områder og ved leteboring på grunt vann. Utblåsningen av grunn gass på den flyttbare boreinnretningen West Vanguard i 1985 er den siste store ulykkeshendelsen med omkomne på sokkelen som har skjedd om bord på en innretning. Det har også vært tilløpshendelser med grunn gass, der store mengder gass, vann, stein og leire har strømmet opp av brønnen og fylt opp dekk og rom på innretningen. I en kartlegging utarbeidet for Ptil ble det registrert 44 brønner med grunn gass-hendelser i tidsrommet 1984 til 2006 hvorav åtte av disse har forekommet under produksjonsboring og 36 har forekommet under leteboring. (Ptil, 2007; AGR, 2007). Det er en forventning om at det bores pilothull ved boring i områder som kan inneholde grunn gass. Et pilothull innebærer at boring utføres med et rør med liten diameter for lettere å kunne kontrollere trykket og hindre utblåsning dersom det er grunn gass tilstede. Selv om Nordsjøen regnes som et modent område med kjent geologi, er mulighet for grunn gass relevant for Nordsjøen. Utfordringer ved grunn gass er først og fremst relatert til personsikkerhet og materielle skader og er ikke videre diskutert i denne rapporten.

Vanddybde

Vanddybden er en risikopåvirkende faktor som først og fremst har betydning for risiko for en potensiell brønnehendelse. Boring på dypt vann endrer ikke det fundamentale i boreprosessen, men det gjør operasjonen mer komplisert. For eksempel kan det være behov for et mer komplekst brønndesign med flere typer foringsrør, dersom borevæsken er klassifisert som en barriere, kan det være vanskeligere å opprettholde en stigerørsmargin⁸ og det tar lengre tid både å installere og operere utblåsningssikringen (blowout preventor, BOP) enn på grunnere vann. Riggene må dessuten være større for å kunne håndtere lengre borerør og borerørene må være sterkere og dermed tyngre. Også det å stanse eller avlede en potensiell utblåsning er mer komplisert på dypt vann. Granskingsrapporter etter DwH-ulykken viser at risiko forbundet med virksomhet på dypt vann ikke var godt nok vurdert og håndtert verken av myndighetene eller de involverte selskapene (Ptil, 2011d).

Også produksjon på dypt vann skaper andre typer utfordringer enn på grunt vann. På dypt vann vil det være færre alternative løsninger for feltutbygging, og ofte velges en undervannsløsning tilknyttet en flyter, noe som er en mer komplisert løsning enn for eksempel en fast innretning.

Det norske regelverket har ikke spesifikke krav til operasjoner på dypt vann. Det blir imidlertid gitt anbefalinger i NORSOK D-010 med hensyn til brønnkontrollutstyr på dypt vann⁹ (Standard Norge, 2004b). Petroleumsvirksomhetens HMS-regelverk inneholder allerede krav til at aktørene skal demonstrere at teknologi, operasjoner, organisasjon osv. er tilpasset blant annet regionale risikopåvirkende faktorer, for eksempel ved aktiviteter på dypt vann og i arktiske områder. Ptil anser likevel at det må vurderes om presiseringer i regelverket og/eller veiledninger kan være hensiktsmessig (Ptil, 2011d).

Nordsjøen er relativt grunn og generelt øker vanddybden fra sør mot nord. For den sørlige del av Nordsjøen er havdypet typisk 70-75 meter, mens i den midtre delen av Nordsjøen er havdypet typisk på 100-150 meter. Nordlige del av Nordsjøen ligger i tre provinser med ulike dyp; Tampen,

⁸ Økning i borevæskevekt for å kompensere for tap av hydrostatisk trykk når stigerøret kobles fra brønnen og det hydrostatiske trykket i væskesøylen i stigerøret erstattes av det hydrostatiske trykket som følger av væskesøylen i sjøvannet.

⁹ I NORSOK D-010 defineres dypt vann som havdyp større enn 600 meter.

Vikinggraben og plattformene øst for Vikinggraben. For Tampenområdet varierer vanddyppet fra 150-200 meter på Nordsjøplataet ned mot 300 meter i Norskerenna. I området øst for Vikinggraben er vanddyppet 300-400 meter.

Vanddybden i Nordsjøen er verken stor eller liten sammenlignet med andre deler av norsk sokkel. Det betyr at vanddybden trolig ikke vil bidra verken til å øke eller redusere muligheten for akutt utslipp til sjø. Denne faktoren er derfor ikke diskutert videre i denne rapporten.

Bunnforhold (innsynking av havbunnen)

Havbunnsinnsynking kan forekomme som en følge av innsynking av reservoar som produserer olje eller gass. Dette er et forhold som kan inntreffe når vesken eller gassen tas ut, trykket synker og strukturen i steinlaget hvor oljen eller gassen ligger må bære større del av tyngden av berglagene over. Kritt er et mykt materiale og når trykket synker blir krittlaget presset sammen. (Norsk Oljemuseum, 2011).

Innsynking av havbunnen kan medføre at faste innretninger som står på havbunnen, kan bli mer utsatt for ekstreme vær-situasjoner, som for eksempel en hundreårsbølge. Innsynking av havbunnen kan også medføre svekkelse i integriteten til brønnbarrierene, for eksempel skade på foringsrør eller forringelse av sementintegriteten. Dette er et forhold som kan være relevant for både nye og eksisterende innretninger, og det kan være vanskelig å implementere forebyggende tiltak.

I 1984 oppdaget man at havbunnen ved Ekofisk hadde sunket inn. Dette skyldtes at krittbergarten i reservoaret ble sammenpresset etter hvert som gass og olje ble utvunnet. Under selve Ekofisk var innsynkingen 3 meter, ved Vest-Ekofisk 0,6 meter. De andre feltene var ikke berørt. For å stå imot hundreårsbølgen ble derfor alle stålplattformene på Ekofisk-senteret i 1987 hevet 6 meter ved hjelp av 100 hydrauliske jekker, hver med en løftekapasitet på 600 tonn. Deretter ble det montert forlengelsesstykker på de i alt 44 plattformene. Rundt Ekofisk T-plattformen ble det installert en beskyttelsesvegg. Innsynkingen har fortsatt og er nå rundt 7 meter. De nye plattformene, som kom i drift i 1998, er bygd for å tåle opp til 20 meter innsynking. (Store Norske Leksikon, 2011).

Både på Valhall og Ekofisk er nye plattformer med boligkvarter som skal muliggjøre drift og produksjon fra området i kommende 40 år under bygging. Regjeringen godkjente plan for utbygging og drift (PUD) for både på Eldfisk (Eldfisk II prosjektet) og på Ekofisk (Ekofisk Sør prosjektet) våren 2011.

Innsynking av havbunnen henger også sammen med levetidsforlengelse, som diskuteres nærmere under aktivitetsspesifikke faktorer i kapittel 7.2. Ettersom innsynking av havbunnen kan være et resultat av at reservoaret tømmes, er dette et forhold som blir mer aktuelt utover i et felts levetid og derfor bør vurderes før et felt godkjennes for videre drift i en levetidsforlengelse.

Rasfare og jordskjelv

Jordskjelv er rystelser eller bevegelser i jorden forårsaket av at to deler av jordskorpen, etter over tid å ha blitt utsatt for stadig økende spenninger, plutselig forskyver seg i forhold til hverandre (Store Norske Leksikon, 2011). Jordskjelv er en risikopåvirkende faktor i petroleumsvirksomheten som kan påvirke muligheten for at uønskede hendelser inntreffer, dersom virksomheten ikke er tilpasset naturlastene den utsettes for. Det er derfor viktig at utforming, operasjoner og styring av virksomheten blir tilpasset naturlastene i området. Dette er regulert gjennom HMS-regelverket for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel.

Nordsjøen har høyere forekomst av jordskjelv enn fastlands-Norge, og spesielt langs Norskerenna kan jordskjelv forekomme. Norskerenna er en undersjøisk fordypning som er opptil 100 km bred og

som følger kystlinjen fra utløpet av Oslofjorden til Stavanger og videre nordover til Stadt (Store Norske Leksikon, 2011).

Det finnes rapporter om en tilsynelatende sammenheng mellom utvinning av olje / gass og jordskjelv, men det er ikke blitt observert noen klar sammenheng i norske områder. Et unntak er Ekofisk, der det har vært to middels store jordskjelv (opp til styrke 4) de siste 20 årene, som er såpass uvanlige at de kan ha sammenheng med oljeutvinningen (NORSAR, 2011).

Det største jordskjelvet som er registrert i Nordsjøen var i januar 1927 og var et skjelv på 5,3 på Richters skala. De siste større jordskjelvene som er registrert i Nordsjøen var utenfor Sogn og Fjordane i 1988 med en styrke på 5,3 på Richters skala og ett utenfor Møre og Romsdal i 1989 med en styrke på 5,2. I 2007 var det et jordskjelv i Nordsjøen som målte 4,1 på Richters skala. Dette skjelvet var det største i Nordsjøen siden 1988 (NORSAR, 2011).

Denne faktoren er ikke diskutert videre i denne rapporten.

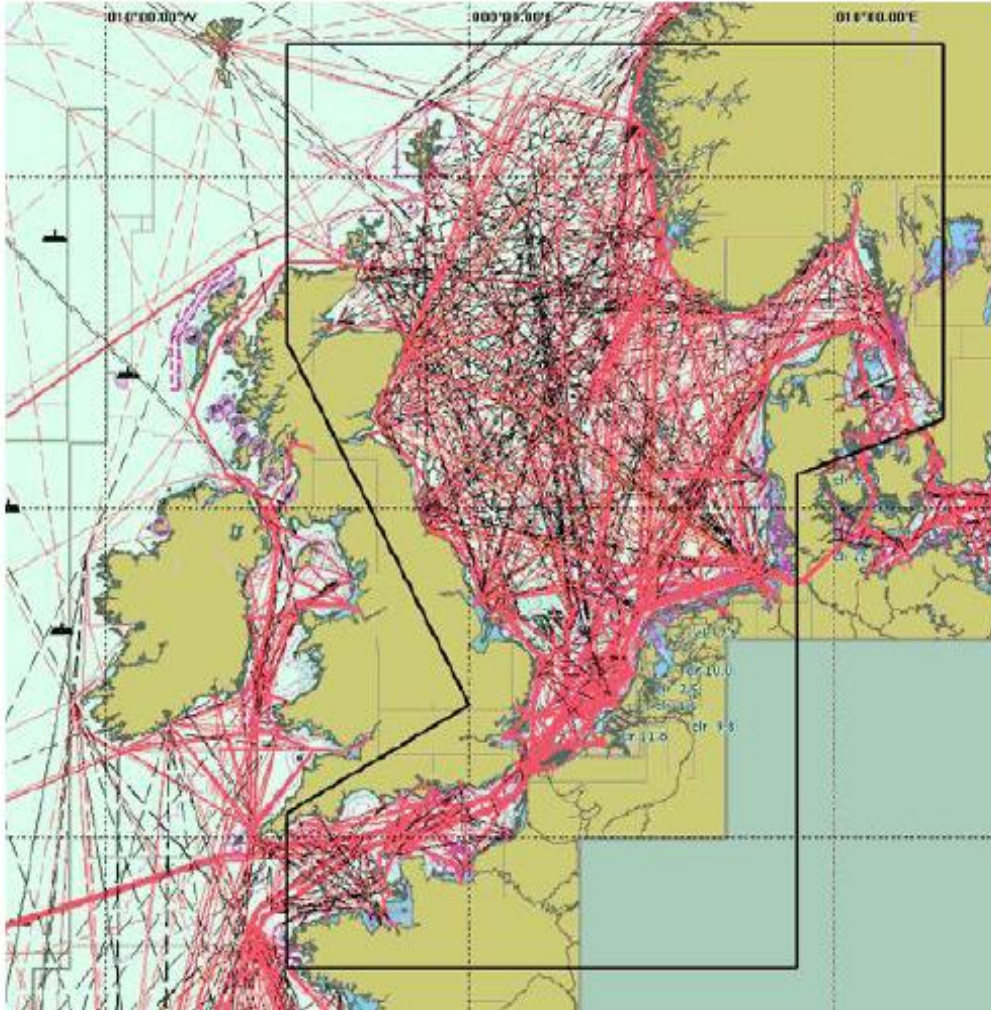
Trålere og skipstrafikk i området

Maritim virksomhet utgjør en trussel for innretningene på sokkelen, dersom det oppstår kollisjon mellom fartøy i ekstern eller intern (sokkelrelatert) maritim virksomhet, og de innretningene som de normalt skal holde seg på trygg avstand fra. Innretningene har beredskap for slike ulykkesituasjoner, med primær fokus på å redde liv og helse, det vil si evakuering av alt personell i tide. Dersom det skjer et sammenstøt, og dette er spesielt kraftig, kan totaltap av innretning oppstå, med sekundære følger som omfatter akutte utslipp fra lagringstanker og -celler, rørledninger / stigerør eller brønner med svikt i brønnbarrierer.

I forbindelse med forvaltningsplanarbeidet for Nordsjøen og Skagerrak har Kystverket laget en egen statusbeskrivelse for skipstrafikk i havområdet for Faggruppen for Nordsjøen (Kystverket, 2010). Sammenlignet med de sydlige havområdene, utenfor norsk område, er skipstrafikken i den norske delen av Nordsjøen liten. Noen av verdens travleste skipshavner ligger i den sydlige delen av Nordsjøen. Både skipsfartens mengde og sammensetning, samt kompleksiteten i havnemønstre og geografi, gjør at Nordsjøen er langt mer kompleks som skipsfartsområde enn Norskehavet og Lofoten-Barentshavet.

Volummessig er skipstrafikken i Skagerrak og den norske delen av Nordsjøen preget av trafikken fra Østersjøen ut i Nord-Atlanteren og av den norske kysttrafikken. Intensiteten kan måles som antall skip som krysser Skagen-Gøteborg-linjen i nord, samt de som krysser midtlinjen mellom Norge og England. Antagelig er det mindre trafikk fra Kielkanalen opp til norske deler av Nordsjøen (som ikke anløper Norge). Dette henger sammen med at de skipene som skal til Østersjøen fort vil velge Kielkanalen eller å gå langs Danmark inn i Kattegat. Skip som kommer ut av Østersjøen og skal vest-sydvest, vil velge Kielkanalen.

Figur 25 viser trafikkkompleksiteten i Nordsjøen. Denne figuren illustrerer gjennom enkeltskipsbevegelser i en tidsperiode, hvordan Nordsjøen og Skagerrak benyttes ekstensivt til skipstrafikk og at det aller meste av utredningsområdet er viktig for skipstrafikken. Det meste av Nordsjøen og Skagerrak, som ikke er særskilt regulert av hensyn til for eksempel petroleumsvirksomhet, benyttes av mange skip.



Figur 25: Trafikkkompleksitet i Nordsjøen og Skagerrak (Kystverket, 2010).

Ettersom Nordsjøen er et aktivt fiskeområde, må en generelt påregne trafikk av fiskefartøy i hele Nordsjøen, gjennom hele året (Kystverket, 2010). Bevegelsen til fiskefartøyene i Nordsjøen er avhengig av hvor det fiskes, hva slags fisk det fiskes etter og tidspunkt på året fisket pågår. Mye av aktiviteten fra den mindre fiskeflåten dreier seg om fiske innenfor rimelig avstand fra nærmeste naturlige havn hvor fisken kan omsettes. For den havgående fiskeflåten vil aktiviteten være noe mer tilfeldig med hensyn til leveringstid da de har vesentlig større aksjonsradius enn den mindre flåten.

Aktiviteten fra norske og utenlandske fiskefartøy pågår hele året. Trålerflåten vil i stor grad fiske langs Norskerenna, fra Skagerrak i sør til nord av Shetland.

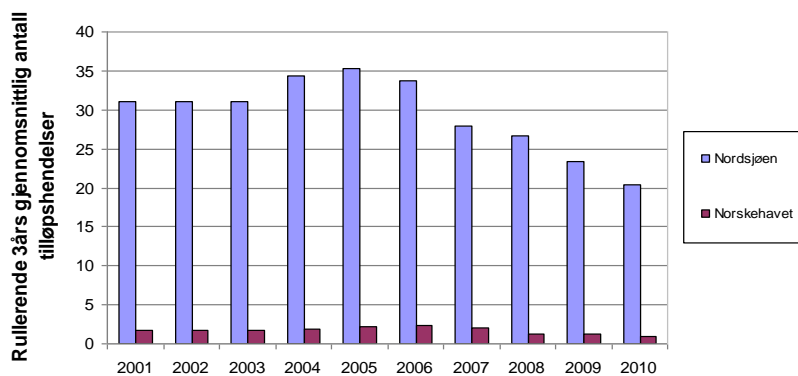
Trafikk av fritidsbåter i Nordsjøen og Skagerrak er omfattende, og omfanget har økt de senere årene (Kystverket, 2010). Mesteparten av trafikken i denne kategorien foregår nær land, og dermed ikke i områder med petroleumsvirksomhet. Imidlertid har en trend de senere år vist at fritidsbåter blir stadig større, noe som medfører at langt flere båter enn tidligere foretar regulære reiser til for eksempel Danmark og de britiske øyer.

Det er en trend at forsyningsfartøyene på norsk sokkel blir større og har bulbbaug. NORSOK standard N-004 Design av stålstrukturer (Standard Norge, 2004a) som det henvises til i HMS-regelverket, legger til grunn et fartøy med en fortrenghing på 5.000 tonn uten bulbbaug, mens nyere forsyningsfartøy kan fortrenge 7.500 tonn eller mer (SINTEF, 2009). Videre finnes det ingen tilgjengelige retningslinjer for hvordan skade påført av fartøy med bulbbaug skal vurderes. En større

fortrengningsvekt resulterer i en høyere potensiell kollisjonsenergi. Dette betyr at en del av de eksisterende innretningene på norsk sokkel ikke er designet for å kunne motstå en kollisjon med enkelte av de forsyningsskipene som opererer på norsk sokkel i dag (SINTEF, 2009). Data fra RNNP viser også at gjennomsnittsstørrelsen på fartøyene som har kollidert med innretninger på norsk sokkel, har blitt vesentlig større. I gjennomsnitt har størrelsen økt med omtrent 100 tonn i året siden 1980-tallet (Ptil, 2011c).

Gjennom RNNP- og RNNP-AU-prosjektene følger Ptil risikoutviklingen relatert til kollisjon mellom fartøy og innretning. Både passerende handelsskip, drivende objekter, og gjenstander og mulig kollisjon med feltrelaterte fartøyer er inkludert i forhold til den faren for akutte utslipp av råolje som de representerer.

Det har vært svært få tilfeller av sammenstøt mellom passerende fartøy og innretninger på norsk sokkel. Kun to kollisjoner med ikke feltrelaterte fartøy har inntruffet, og begge var noe spesielle (en ubåt kolliderte med Oseberg B i 1988, og det var en kollisjon med et mindre fraktestartøy mot H-7 innretningen på Norpipeledningen på tysk sokkel i 1995). I perioden 2004-2010 er det årlig registrert gjennomsnittlig 28 hendelser med fartøy på kollisjonskurs, og flesteparten av hendelsene har vært skip på kollisjonskurs mot jacket- eller condeep-strukturer. Antallet skip på kollisjonskurs er redusert i perioden (Ptil, 2011c). Se også Figur 26 for tre års rullerende antall tilløpshendelser for passerende skip på kollisjonskurs i Nordsjøen.



Figur 26: Rullerende tre års gjennomsnittlig antall hendelser som inngår i datagrunnlaget for passerende skip på kollisjonskurs (DFU 5).

Fra RNNP-AU fremgår det at det er en statistisk signifikant reduksjon i antall tilløpshendelser i Nordsjøen i 2010 sammenlignet med perioden 2004-2009 (Ptil, Preventor & Safetec, 2011). Dette er andre år på rad med statistisk signifikant reduksjon i antall tilløpshendelser.

Fra midten av 2009 er det kun en håndfull produksjonsinnretninger som ikke overvåkes fra en trafikksentral, og noe flere flyttbare enheter. Noen av trafikksentralene driver i tillegg til overvåkning også en betydelig forebyggende virksomhet, blant annet ved å oppsøke de fora som fiskerne i Nordsjøen samles i. Det er trolig en av de medvirkende faktorene som kan forklare reduksjonen i antall skip på kollisjonskurs (Ptil, 2011c).

Nordsjøen er vurdert å være langt mer kompleks som skipsfartsområde enn andre deler av norsk sokkel, slik som Norskehavet og Barentshavet / Lofoten. Det meste av Nordsjøen og Skagerrak er ikke særskilt regulert av hensyn til for eksempel petroleumsvirksomhet, og benyttes av mange skip (Kystverket, 2010). Overvåking av skipstrafikk fra trafikksentraler og eventuell innføring av regulering av skipstrafikken er tiltak som kan bidra til å redusere muligheten for kollisjoner.

Rørledninger og undervannsproduksjonsanlegg som ligger på havbunnen kan skades av tråling og oppankring. Ikke alle eksisterende rørledninger er beskyttet mot fiskeriaktivitet. HMS-regelverket

stiller imidlertid krav til at nye utbygginger skal designes til å ta høyde for områdespesifikke faktorer, herunder tråling. Derfor beskyttes normalt nye rørledninger og undervannsproduksjonsanlegg ved å gjøres overtrålbare.

7.2 Aktivitetsspesifikke faktorer

I det følgende gis det en beskrivelse av de ulike aktivitetsspesifikke faktorene relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak med utgangspunkt i faktorene presentert i kapittel 6.1:

- Innretningstype og tekniske løsninger (design og utforming)
- Vedlikehold og teknisk tilstand (aldring, haleproduksjon, levetidsforlengelse, brønnintegritet / brønnkontroll)
- Aktivitetsnivå på en enkelt innretning (operasjoner / aktiviteter som gjennomføres)
- Aktører som deltar i virksomheten (operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse, ledelse, organisering av virksomheten)

Innretningstype og tekniske løsninger (design og utforming)

Forhold knyttet til teknisk utforming og utrustning inkluderer alle tekniske aspekter ved de ulike kildene til akutt utslipp til sjø. Dette omfatter blant annet design og utforming av en petroleumsinnetning som kan gi et akutt utslipp til sjø, herunder hvilke utslipp som potensielt kan finne sted.

I alle faser av petroleumsvirksomhet tas det valg med hensyn til tekniske løsninger, design og utforming som kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø. I lete- og avgrensingsboringsfasen gjøres valg av tekniske løsninger, design og utforming i forbindelse med valg av boreinnretning, mens i utbyggingsfasen velges tekniske løsninger, design og utforming i forbindelse med valg av utbyggingsløsning. Nesten uavhengig av hvilke valg som gjøres er det viktig at det tas hensyn til de områdespesifikke faktorene som vil påvirke driften for den aktuelle innretningen.

Det vil være ulike problemstillinger man må ta stilling til og ulik grad av styrbarhet for nye og eksisterende innretninger. For eksisterende innretninger er tekniske løsninger, design og utforming i stor grad gitt. Av og til gjennomføres det imidlertid modifikasjoner eksempelvis for å tilpasse innretningen til endrede driftsbetingelser, slik som behov for vann- og gassinjeksjon, tilknytning fra andre felt osv. For Nordsjøen er tilknytning av andre felt vurdert å være veldig relevant i tiden fremover da det er en trend at stadig flere mindre felt bygges ut med undervannsløsninger som knyttes til eksisterende infrastruktur ved hjelp av tie-ins. Slike modifikasjoner kan medføre at det installeres nye moduler og mer utstyr på innretningen, noe som innretningen i utgangspunktet ikke er tilpasset for. Drift og vedlikehold av prosessanlegget kan bli mer komplekst som følge av slike modifikasjoner.

Ved utbygging og design av nye innretninger vil man kunne påvirke utforming og valg av tekniske løsninger tidlig, og dermed risiko for akutt utslipp til sjø på en helt annen måte enn hva man kan for eksisterende innretninger. Tiltak for å redusere muligheten for akutt utslipp til sjø kan relatere seg til materialvalg, design og utforming av lekkasjekilder, tilstandsovervåking som tilrettelegger for umiddelbar melding om uønsket teknisk tilstand på utstyr og konstruksjoner. Også omfanget av et akutt utslipp kan påvirkes ved å innføre tiltak, for eksempel tiltak som gjør at en eventuell lekkasje detekteres og tiltak for å stanse lekkasjen iverksettes umiddelbart. Dette forutsetter at sikkerhetskritisk utstyr som deteksjon, varsling, isolering, nedstengning osv, fungerer som de skal. Et annet eksempel på et mengdebegrensende tiltak er bruk av oppsamlingsystemer som fanger opp et eventuelt akutt utslipp før det når sjøen.

For Nordsjøen som havområde, er styrbarheten relatert til teknisk utforming, design og utforming begrenset da aktiviteten i all hovedsak er relatert til eksisterende innretninger. Det oppdages likevel stadig nye felt hvor det er tatt eller skal tas en beslutning om å bygge ut. For disse feltene er det som beskrevet over, stor styrbarhet relatert til valg av utbyggingsløsning, tekniske løsninger, design og utforming.

I Nordsjøen er det stor variasjon på innretningsnivå og mange innretninger er aldrende. De ble designet på 1960-80-tallet og var beregnet å være i drift et begrenset antall år. Rundt halvparten av innretningene på norsk sokkel har allerede nådd den levetiden de opprinnelig var designet for, og flere er på vei. Dette dreier seg om både faste innretninger, flyttbare innretninger og rørledninger. Noen undervanns- og stålkonstruksjoner er allerede fjernet fra de eldste feltene i Nordsjøen, i tillegg til innretninger som er fjernet fra nedstengte småfelt. Aktiviteten med å fjerne innretninger vil kreve mye oppmerksomhet fra både rettighetshavere, myndigheter og leverandørindustri (OD, 2011a).

Blant annet OD ønsker økt ressursutvinning fra feltene, noe som er muliggjort blant annet av ny teknologi (OD, 2011e). Flere felt i Nordsjøen går nå inn i en fase som innebærer enten fjerning av innretninger eller videre drift, som følge av ny teknologi eller økt oljepris som kan gjøre det kommersielt interessant å investere for å utvide levetiden. Også gjenåpning av allerede nedstengte felt er aktuelt. Andre nye trender er utbygging og drift av små felt, "fast-track" løsninger, utbygging av undervannsløsninger for separasjon og produksjon, mindre og enklere innretninger, integrerte operasjoner (IO) osv. I tillegg vil fangst, transport og lagring av CO₂, bli stadig mer relevant for fremtidig petroleumsvirksomhet på norsk sokkel.

Behovet for ny teknologi fremover vil være stort. Ny teknologi kan tilføre nye løsninger til petroleumsnæringen som, primært eller sekundært, kan bidra til å redusere faren for at uønskede hendelser inntreffer, samt omfanget av disse. I lys av DwH-ulykken påpeker Ptil at for å nå regjeringens mål om å være verdensledende på området helse, miljø og sikkerhet, bør en vurdere å kartlegge i hvilken grad rammebetingelsene for forskningen innenfor relevante områder er tilstrekkelige, og om rammebetingelsene i tilstrekkelig grad bidrar til at en får løst større utfordringer, får gjort de store løftene eller får til de store teknologiske sprangene (Ptil, 2011d). Forskning som er fragmentert, uten forutsigbare og langsiktige rammebetingelser, kan være til hinder for å nå dette målet. Det er også ofte en utfordring å få kvalifisert og implementert tilsynelatende gode løsninger. En bør derfor vurdere hvorvidt en gjennom de rammebetingelser som gis for FoU i større grad enn i dag kan bidra til å sikre en enklere og kortere vei fra idé til implementering og anvendelse av gode løsninger i næringen.

Ptil gjennomførte i 2009-2010, sammen med UiS og IRIS, en undersøkelse for å etterspørre en beskrivelse av FoU-satsing av betydning for forsvarlig virksomhet i nordområdene (Ptil, UiS & IRIS, 2010). Dette arbeidet ble utført i forbindelse med forvaltningsplanarbeidet for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, men mye av dette anses også å være relevant for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Ptil har i 2011, sammen med UiS og IRIS, gjort en gjennomgang for å få en statusoppdatering på FoU-satsingen som pågår, og vil fortsette å følge dette arbeidet videre. I det følgende gis det eksempler på ny teknologi som kan være med på å redusere risikoen for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet, og som er vurdert å kunne bli relevant for Nordsjøen i perioden frem mot 2030:

- Verktøy som muliggjør leteboring uten bruk av borerigg, ved at en selvstyrt robot setter seg på havbunnen og graver seg ned i grunnen for å lete etter hydrokarboner. Denne metoden reduserer betydningen værforhold har for en boreoperasjon. Metoden eliminerer også faren relatert til en potensiell skipskollisjon. Formålet er å redusere risikoen for uønskede hendelser som kan gi akutt utslipp til sjø.

- Ny type BOP-ventil som i samme operasjon skjærer og forsegler brønnen. Denne teknologien vil bidra til å gjenvinne brønnskrollen raskere, noe som vil redusere mengde olje som kan slippe ut til sjø.
- Oppsamlingstank for å samle opp olje i tilfelle det skjer en ulykke med akutt utslipp.
- Forbedret teknologi for strømning i rør. Direkte brønnstrøm til et produksjonsanlegg, gjerne plassert på land, og mindre overflateutstyr involvert som kan påvirkes av det fysiske miljøet, kan redusere muligheten for at akutt utslipp til sjø inntreffer.
- Satsing på å sikre transport av olje langs kysten av Norge, gjennom å overvåke, sette krav til seilingsruter ut fra kysten og økt beredskap med slepebåter reduserer faren for kollisjoner og dermed også akutt utslipp til sjø.
- Varslingssystem som kombinerer ulike sensorteknologier (kjemiske, fysiske og biologiske) som vil være integrert i innretningens kontrollsystemer. Indikasjon på lekkasje av hydrokarboner eller kjemikalier vil utløse en alarm som iverksetter manuell handling eller automatisert respons for å håndtere situasjonen, slik at risiko for akutt utslipp kan reduseres.
- Nytt borekonsept som skal gjøre det mulig å bore i områder med utfordrende trykkforhold, og med betydelig lengre rekkevidde enn konvensjonell boring. Dette konseptet skal gjøre boringen sikrere og mer miljøvennlig, noe som reduserer muligheten for ukontrollerte situasjoner og dermed også akutt utslipp til sjø.
- Ny teknologi for boring og produksjon fra undersjøiske tunneler, noe som skal sikre at akutte utslipp ikke kommer til sjø. Denne teknologien kan brukes for produksjon og boring i områder nært land.

I tillegg er det startet opp prosjekter og teknologiutvikling i etterkant av DWH-ulykken med den hensikt raskere å kunne stanse og samle opp oljen ved en eventuell utblåsning. Dette inkluderer blant annet et prosjekt industrien har startet med mål om å utvikle mer effektive løsninger for raskest mulig å kunne stanse og avlede brønnstrømmen i tilfelle en utblåsning ("capping and containment"). I tillegg følges integritet av utblåsningssikringen (blowout preventor, BOP) og operasjonelle problemstillinger knyttet til brønnskroll opp via Ptils deltakelse i International Regulators Forum (IRF).

Utbygging og drift av små felt

Som beskrevet over ønsker blant annet OD økt ressursutnyttelse og ønsker å maksimere utvinning av oljen fra feltene som allerede er i drift og hente ut oljen fra småfelt i nærheten av eksisterende infrastruktur (OD, 2011e).

Flere småfelt bygges derfor nå ut med undervannsløsninger som knyttes inn til eksisterende infrastruktur. Frem til nå har disse undervannsløsningene stort sett bestått av en brønnramme på havbunnen der brønnstrømmen føres til eksisterende innretninger i nærheten. På innretningen separeres og prosesseres brønnstrømmen før videre eksport. I den senere tid er det også utviklet undervannsløsninger for separasjon og produksjon. I tillegg velger enkelte operatører å bruke mer standardiserte løsninger for flere mindre feltutbygginger parallelt, såkalte "fast-track" løsninger, i stedet for tradisjonelle løsninger som er skreddersydd hver enkelt utbygging. "Fast-track" løsninger diskuteres i mer detalj under den industrispesifikke faktoren utbyggingstakt i kapittel 7.3. Også bruk av mindre og enklere faste innretninger blir vurdert av enkelte operatører for å redusere utbyggingskostnadene.

Bare en mindre andel av alle akutte utslipp til sjø på norsk sokkel skjer i undervannsanlegg, men flere av de større akutte utslippene har oppstått fra undervannsanlegg. Årsaken kan være at de er vanskeligere å oppdage enn andre lekkasjer. Undervannsløsninger med separasjon og produksjon medfører mer utstyr lokalisert på havbunnen og dermed introduksjon av flere potensielle lekkasjepunkter under vann. De nye undervannsløsningene er imidlertid mer integrerte og kompakte enn tradisjonelle prosessanlegg på faste innretninger, noe som betyr færre lekkasjepunkter. Det at

utstyret plasseres på havbunnen gjør det vanskeligere å gjennomføre vedlikehold, samt at det blir enda viktigere å detektere lekkasjer raskt for å kunne redusere omfanget av en eventuell lekkasje for å begrense mengden som kan slippe ut til sjø.

I tillegg til teknologiutviklingen som rettes mot å hindre at lekkasjen oppstår i det hele tatt, har petroleumsindustrien de senere årene arbeidet med å utviklet flere metoder for å detektere lekkasjer hurtig og effektivt. DNV utga i april 2010 en rapport som angir anbefalt praksis med hensyn til valg og bruk av ulike tekniske løsninger for deteksjon av lekkasjer ved undervannsanlegg (DNV, 2010).

Integrerte operasjoner (IO)

Integrerte operasjoner (IO) i form av endringer i arbeidsprosesser basert på ny informasjons- og kommunikasjonsteknologi (IKT) er en av de viktige endringene som pågår i petroleumsvirksomheten. Nye løsninger og samhandlingsmønstre basert på bedre tilgang til tidsriktig informasjon, innen leting, reservoarstyring, boring, drift, vedlikehold og logistikk står i fokus. Disse nye driftsformene introduserer nye risikomomenter, men samtidig muligheter til å bli bedre på HMS. Innføring av IO kan for eksempel gi fordeler som lavere kostnader og at færre personer offshore eksponeres for en eventuell hendelse. Innføring av IO kan imidlertid også føre til at en kan ha noe mindre kontroll på og lengre responstid ved en eventuell hendelse.

IO betyr endringer i organisasjon, bemanning, styringssystemer og teknologi- og ikke minst samspillet mellom disse. Det er viktig å sikre at innføringen av integrerte operasjoner skjer på en forsvarlig måte og at de nye løsningene blir minst like gode som dagens løsninger. Spesielt ved innføring av IO på eksisterende innretninger som i utgangspunktet ikke er tilpasset eller tilrettelagt for slik styring, er det viktig å sikre at de nye løsningene blir minst like gode som dagens løsninger.

En betydelig del av produksjonen på norsk sokkel kommer fra brønner plassert i bunnrammer på havbunnen. Andelen av havbunnsbrønner forventes å stige i tiden fremover. Nye løsninger med havbunnsbrønner som styres direkte fra land, og ikke fra nærliggende plattformer, er under utvikling. Teknologiutviklingen fører også til tettere integrering av anlegg på land og på sokkelen. Landanlegg får en større betydning sett i et helhetlig utvinningsperspektiv, stadig flere operasjoner på sokkelen blir overvåket eller styrt fra land og arbeidsplasser flyttes fra eller deles mellom land og sokkel. Det vil være viktig å holde fokus på å få oversikt over konsekvensene denne utviklingen har for risikobildet på sokkelen.

IO er basert på den utviklingen som skjer i IKT-bransjen, noe som medfører at nye IKT-løsninger og nye leverandører kommer tettere i inngrep med sikkerhetskritiske systemer i bransjen. Da blir også IKT-sikkerheten en viktigere faktor i forhold til HMS og risikonivået på driftsanleggene.

Overgangen til IO vil også medføre økt sårbarhet for IKT-relaterte hendelser. For eksempel viser en studie utført av Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) på forventet endring i lynaktivitet som følge av klimaendringer, at det forventes en økning i lynfrekvens frem mot år 2050 (NVE, 2011). Dette som følge av at økt global temperatur, økt fuktighet og økt uværsfrekvens kan lede til økning i forekomst av lyn. Både lyn og solstormer er hendelser som kan virke inn på IKT-systemer og som kan føre til feil som igjen kan lede til avbrudd. Slike hendelser blir stadig mer relevant som følge av den økte bruken av integrerte operasjoner (IO).

Transport og lagring av CO₂

Norsk sokkel har over 14 års erfaring med lagring av CO₂ i undersjøiske reservoarer, fra Sleipnerfeltet og Snøhvit. I forbindelse med Regjeringens satsing på å få frem teknologier som kan redusere utslipp av CO₂, vil fangst, transport og lagring av CO₂ (også kalt "CO₂ Capture and Storage", CCS) bli stadig mer aktuelt i tiden fremover mot 2030. Rørledninger og brønner som skal håndtere CO₂ utsettes for helt andre typer belastninger enn utstyr som benyttes ved produksjon og transport av olje og gass.

For lagring av CO₂ vil forståelse av geologiske forhold og brønnintegritet, blant annet i forhold til om CO₂ kan påvirke eksisterende brønnbarrierer som hindrer olje- eller gasslekkasjer, være viktig prioritering for å sikre at dette skjer på en forsvarlig måte (Ptil, 2010b). Ptil arbeider med å utrede risikoer som innføres som følge av CCS og lukke kunnskapshull på både sikkerhets- og arbeidsmiljøområder, slik at CCS kan implementeres uten at det truer teknisk og operasjonell integritet i virksomheten (Faggruppen for Nordsjøen, 2010a).

Vedlikehold og teknisk tilstand (aldring, haleproduksjon og levetidsforlengelse, brønnintegritet og brønnkontroll)

Vedlikehold er en av de viktigste forutsetningene for forsvarlig virksomhet i petroleumsvirksomheten. For å kunne opprettholde forsvarlig teknisk tilstand må utstyr og systemer vedlikeholdes på riktig måte og til riktig tid. God vedlikeholdsstyring har positiv innvirkning på sikkerhetsnivå og regularitet. Mangelfullt vedlikehold kan derimot være en direkte årsak til alvorlige hendelser.

Som nevnt over, fjernes ikke alle aldrende innretninger fra sokkelen. Ny teknologi, nye driftsmetoder og tiltak som gjør det mulig og få opp mer olje og gass enn opprinnelig planlagt, gjør at rettighetshaverne ofte ønsker å bruke de gamle innretningene også etter at de har nådd den opprinnelige aldersgrensen. Drift utover forventet levetid har medført behov for modifikasjoner, en mer effektiv vedlikeholdsstyring og tekniske tiltak i prosessanleggene for å ivareta sikkerhetskritisk utstyr og barriereelementer.

Aldring og levetidsforlengelse er dekket av dagens petroleumsregelverk. Dette regelverket stiller krav til at sikkerhetsnivået på innretningen hele tiden skal opprettholdes, slik at innretningen er i stand til å utføre tiltenkte funksjoner i alle faser av levetiden. Ettersom eldre innretninger gjennomgår aldriingsprosesser, vil kompenserte tiltak som kan innebære operasjonelle avgrensninger, modifikasjoner eller mer vedlikehold, kunne bli nødvendig for å oppfylle kravene i regelverket. Eksempelvis vil dette med innsynkning av havbunnen være en faktor som må vurderes før et felt godkjennes for videre drift i en levetidsforlengelse.

Ptil har gjennomført prosjekter de senere årene som påpeker alvorlige utfordringer innen vedlikehold i norsk petroleumsvirksomhet, blant annet med etterslep og/eller utestående vedlikehold på innretninger. Gjennom RNNP-prosjektet er det de siste årene samlet inn og analysert vedlikeholdsdata fra virksomhetene. Tallene fra 2009 og 2010 viser så langt at flere aktører har utfordringer knyttet til det å etablere et forventet nivå i vedlikeholdsstyringen, sett i lys av regelverket. De største utfordringene er knyttet til flyttbare innretninger. Utfordringene er relatert til både klassifisering av utstyr og graden av utestående arbeid i relasjon til både forebyggende og korrektivt vedlikehold, inkludert HMS-kritisk vedlikehold (Ptil, 2011c).

Erfaringer fra Deepwater Horizon-ulykken (DwH) og andre storulykker viser at mange årsaksforhold knyttes til svikt eller redusert ytelse i ett eller flere barriereelementer, og at dette ofte representerer et brudd på regelverkskrav og alminnelig anerkjent praksis. DwH-ulykken bekrefter viktigheten av vedlikehold for å sikre at sikkerhetskritisk utstyr kan ivareta sine funksjoner når det er behov for det. Dette bekrefter behovet for at Ptil og næringen fortsatt gir høy prioritet til arbeidet med forbedring av vedlikehold og barrierestyring. Det er i denne forbindelse blant annet identifisert et behov for å synliggjøre fellesnevne og komplementære egenskaper mellom barriereelementenes tilstand og ytelse, drifts-, vedlikeholds- og risikostyring. Arbeidsprosesser for barrierestyring må beskrives bedre og implementeres i et livsløpsperspektiv for en innretning (Ptil, 2011d).

Brønnintegritet og brønnkontroll

Behov for å utvinne rester i gamle reservoar, aldrende brønner, komplekse og krevende brønner og innretninger på havbunnen er med på å gi en økende kompleksitet i brønnene som bores. Dette

innebærer større krav til teknologi og kompetanse. Derfor er det viktig å sørge for god teknisk tilstand på brønnene og barrierene som skal hindre at uønskede hendelser kan inntreffe.

Ved planlegging og gjennomføring av boreoperasjoner er det et grunnleggende prinsipp at alle involverte aktører bidrar til gode beslutningsprosesser og valg av robuste løsninger for utstyr, brønndesign og tilhørende barriereelementer. Risiko- og barrierestyring er sentrale faktorer i beslutningsprosessene, som skal bidra til at både planleggere og utførende personell får opparbeidet tilstrekkelig beslutningsunderlag til å ta valg som forebygger uønskede hendelser som kan gi akutt utslipp til sjø. Dersom regelverkets krav om risikoreduksjon blir fulgt, velger aktørene de løsninger og barrierer som har størst risikoreduserende effekt, ut fra en enkeltvis og samlet vurdering. Det betyr at løsningene tilpasses lokasjonsspesifikke utfordringer og problemstillinger, uansett om operasjonen er på dypt eller grunt vann, ved høye eller lave formasjonstrykk, med fast eller flyttbar innretning osv. (Ptil, 2011d).

Som beskrevet over, nærmer mange av feltene på norsk sokkel, spesielt i Nordsjøen, seg slutfasen. Dette krever nye og krevende brønnløsninger for å utvinne de resterende ressursene. Nedtapping av reservoarene har medført endringer i trykkforholdene i undergrunnen, og redusert mulighetene for bruk av konvensjonell boreteknologi. I tillegg er det ofte et ønske om å bore brønner for å nå andre deler av reservoaret og produsere reserver som det ikke har vært mulig å nå gjennom eksisterende brønner. Dette medfører at boring og ferdigstilling av nye brønner og utvinning av olje og gass blir stadig mer komplisert. Eksempler på dette er ekstremt langtrekkende brønner og brønner med flere løp. Bore- og brønnarbeid i modne reservoarer i Nordsjøen kommer til å øke de nærmeste årene. I tillegg blir det viktig med økt kunnskap om brønnens tilstand, om reservoar der man borer gjennom ulike soner, eller der formasjonen er ustabil og trykkforholdene er kompliserte. Boring må gjennomføres under overvåking og ved grundig verifisering av barrierene i brønnen. Bore- og brønnteknologi er under kontinuerlig utvikling og kan kompensere for tekniske problemer, og nye løsninger vil åpne for å utnytte ressursene bedre.

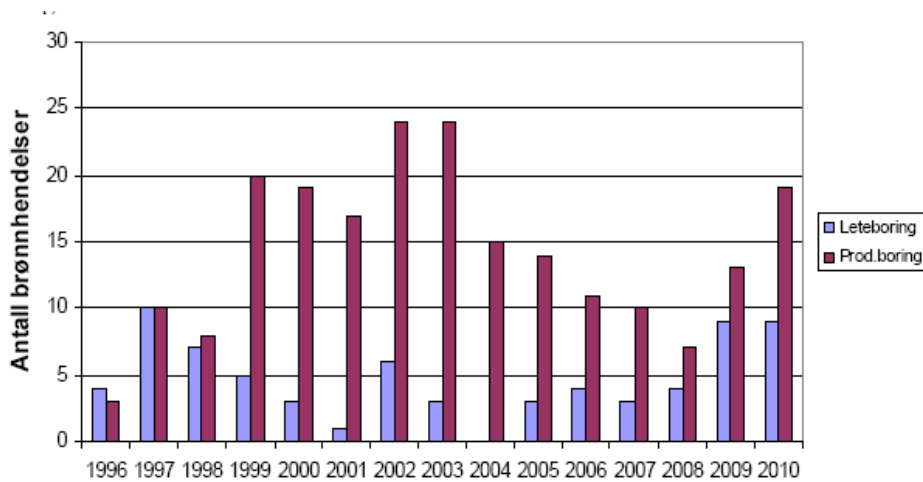
Gamle brønner på eldre felt blir ofte gjenbrukt til andre formål enn det de opprinnelig var designet for. I løpet av de siste årene er det avdekket tilfeller av brønnteknisk svikt, hvor utilstrekkelig brønnbarriereforståelse, brønnhistorikk og kunnskap rundt tilstanden til brønnene har medført betydelig storulykkesrisiko ved gjenbruk (Ptil, 2011f). Alvorlige hendelser i tilknytning til slike brønner har ført til at næringen nå utøver en mer helhetlig planlegging hvor det inngår valg av beslutningsnivå og involvering av riktig kompetanse i sikkerhetskritiske operasjoner. Flere aktører har organisert egne brønnintegritetsgrupper hvor oversikt over tilstand og kontroll er sentrale elementer.

I 2006 startet Ptil et arbeid for å kartlegge hvordan brønnintegriteten ble ivaretatt på norsk sokkel for å unngå storulykker. Kartleggingen viste mangler og svakheter i brønnintegritet, og et behov for bedre håndtering av brønnintegritetsforhold på norsk sokkel.

Ptil har også innhentet og bearbeidet opplysninger fra flere operatørselskaper som totalt sett har ansvaret for nærmere 200 midlertidig forlatte brønner¹⁰ på norsk sokkel (Ptil, 2011e; SINTEF, 2011). Undersøkelsen viser at 38 % av disse brønnene ikke har to intakte barrierer i samsvar med intensjonen i regelverket. I tillegg har en del av disse brønnene vært midlertidig forlatt over svært lang tid. Ptil har bedt de aktuelle operatørselskapene om å gjennomgå rapportene og ta stilling til identifiserte forhold både spesifikt for det enkelte selskapet og generelt for næringen. Ptil forutsetter at selskapene iverksetter tiltak for å forbedre integriteten på de midlertidig forlatte brønnene, slik at de har intakte brønnbarrierer i samsvar med intensjonen i regelverket. Selskapene må også vurdere sin praksis med hensyn til varighet av midlertidig forlating av brønner.

¹⁰ Midlertidig forlatte brønner defineres som alle brønner / brønnløp, med unntak av aktive utvinningsbrønner (produksjons- / injeksjonsbrønner) og brønner som er permanent plugget og forlatt i henhold til krav i regelverket.

Tall fra RNNP viser at det har vært en betydelig økning i antall brønnkontrollhendelser de siste årene, se Figur 27. Også når en normaliserer antall hendelser med aktivitetsnivået i form av antall borede brønner, er økningen klar. Det er rapportert flest hendelser innen produksjonsboring, noe som skyldes at det er høyere aktivitet knyttet til produksjonsboring enn til leteboring (Ptil, 2011c).



Figur 27: Antall brønnkontrollhendelser i lete- og produksjonsboring, 1996-2010 (Ptil, 2011c).

Fokus på brønnintegritet ble ytterligere aktualisert etter DwH-ulykken, og høsten 2011 iverksatte Ptil et prosjekt for å identifisere, systematisere og beskrive hvilke potensielle fare- og ulykkeshendelser som er forbundet med ulike bore- og brønnaktiviteter, samt relevante barrierer for å kunne forhindre og/eller håndtere de ulike hendelsene. Hovedformålet med dette prosjektet er å belyse og identifisere forhold som i praksis kan medføre at barrierer ikke har fått eller ikke opprettholder de nødvendige egenskaper over tid. Dette prosjektet kan resultere i endringer i måten Ptil gjør sine tilsyn på, og det kan også føre til at det blir gjort endringer i regelverket.

I tillegg til hendelser på norsk sokkel, viser også granskingen i etterkant av DwH-ulykken at en kjede av feilvurderinger, feilhandlinger og tekniske feil kan føre til forringelse av brønnbarrierer som igjen kan resultere i tap av brønnkontroll. Det trekkes frem flere lærepunkter og forbedringstiltak i forhold til brønnintegritet, etter Ptils gjennomgang av DwH-ulykken og fra erfaringer fra hendelser og tilsynsaktiviteter på norsk sokkel (Ptil, 2011d):

- Skjerpe oppmerksomheten rundt helhetlig ivaretagelse av brønnbarrierer. Det er viktig at selskapene videreutvikler ytelseskrav til de ulike barriereelementene, da disse skal opprettholde brønnintegriteten og forhindre ukontrollert innstrømning i hele brønnens levetid.
- Kvalifisere og ta i bruk ny teknologi som muliggjør overvåking av brønnbarrierene også når det ikke bores eller sirkuleres væske i brønnen.
- Forbedre brønnintegriteten til midlertidig forlatte brønner.
- Sikre regelmessig gjennomgang og oppdatering av relevante standarder og regelverkskrav.

Aktivitetsnivå på en enkelt innretning (operasjoner / aktiviteter som gjennomføres)

Hvilke operasjoner og aktiviteter som foregår på den enkelte innretning, og hvordan disse planlegges og gjennomføres, påvirker risikonivået på innretningen og kan dermed også påvirke muligheten for et akutt utslipp til sjø. Dette kan være operasjoner og aktiviteter relatert til for eksempel drift og vedlikehold, modifikasjoner, samt bore- og brønnaktiviteter. Risikonivået påvirkes også av mengden og kompleksiteten i de operasjonene som foregår, og om det foregår samtidige operasjoner.

Hvordan operasjonene og aktivitetene planlegges og gjennomføres, og hvordan dette påvirker risikonivået på den enkelte innretning, henger også tett sammen med hvilke aktører som deltar og den erfaring og kompetanse disse innehar, samt organisering av operasjonene og aktivitetene. I det videre i denne rapporten er det derfor valgt å inkludere faktoren aktivitetsnivå på en enkelt innretning som en del av vurderingen av den aktivitetsspesifikke faktoren aktører som deltar i virksomheten på den enkelte innretning.

Aktivitetsnivået og aktører som deltar i virksomheten vil også påvirke risikonivået, og dermed faren for akutt utslipp, for industrien som helhet. Dette er dekket under industrispesifikke faktorer i kapittel 7.3.

Aktører som deltar i virksomheten på den enkelte innretning (operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse, ledelse, organisering av virksomheten)

Operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse

Utnyttelsen av modne eller små felt har ført til et endret aktørbilde på norsk sokkel. Mindre operatører og spesialiserte og leverandører har fått tilgang på sokkelen, samtidig som det har vært store fusjoner på oljeselskaps- og leverandørsiden.

Risiko er ikke en iboende egenskap slik som høyde og vekt, men en vurdering som inkluderer komplekse samspill mellom mennesker, teknologi og organisasjon i en dynamisk kontekst som kontinuerlig påvirkes av selskapsinterne og ytre forhold. Risiko er således i høyeste grad en aktørspesifikk størrelse, som påvirkes av aktørenes organisering, kompetanse, erfaring, kapasitet, kultur mv. Risiko utvikler seg også over tid, blant annet som følge av ny teknologi, nye arbeidsmetoder, oppfølging, læring av ulykker osv. Hvem som er operatør, og den kompetanse og erfaring denne besitter, vil påvirke hvordan aktivitetene gjennomføres i alle faser ved petroleumsvirksomhet og således påvirke risiko for akutt utslipp til sjø. Fusjoner som blant annet kan medføre omorganiseringer, endringer i kultur og at mye erfaring og kompetanse forsvinner fra selskapet, er eksempler på endringer som igjen kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø.

Faktorer knyttet til operasjon og drift vil være avhengig av hvilke selskap som er involvert i petroleumsaktivitetene. Dette gjelder både de selskap som er operatør og lisenspartnere, men vil også gjelde kontraktører og underleverandører. Slike selskapsspesifikke faktorer kan for eksempel være organisering og planlegging av arbeidsoperasjoner, erfaring og kompetanse, samt det psykososiale og fysiske arbeidsmiljøet. Dette vil typisk være elementer i et HMS-styringssystem, i tillegg til den kompetanse og erfaring som selskapet besitter i å bygge ut og drive petroleumsvirksomhet. Slike selskapsspesifikke faktorer vil imidlertid også henge sammen med de områdespesifikke faktorene, og vil være knyttet til teknisk utforming og utrustning som for eksempel utbyggingsløsning, designvalg og klimatiske forhold.

Disse risikopåvirkende faktorer er relevante for petroleumsvirksomhet på alle deler av norsk sokkel, også Nordsjøen og Skagerrak. Myndighetene har ved de siste lisenstildelinger hatt som hovedregel at utvinningstillatelser er blitt tildelt et interessentskap bestående av to eller flere rettighetshavere, der minst én rettighetshaver har boret minst én brønn på norsk kontinentalsokkel som operatør, eller har tilsvarende relevant operasjonell erfaring utenfor norsk kontinentalsokkel (OD, 2010d; OD, 2011c). I tillegg er det satt spesifikke krav til operatør og rettighetshavere for utvinningstillatelser i Barentshavet, på store havdyp og der det kan forventes å medføre boring av brønner med høyt trykk og/eller høy temperatur (HPHT). Kravene er imidlertid kun rettet mot erfaring relatert til boreaktiviteter, og det stilles ikke lignende krav når et interessentskap i en utvinningstillatelse går fra lete- og avgrensingsboring til utbygging og drift.

Også kontraktørers erfaring og kompetanse er viktig for å opprettholde sikkerhetsnivået på den enkelte innretning. Dette gjelder for eksempel valg av kontraktører til bygging av nye innretninger

eller store modifikasjonsprosjekter. Valg av kontraktører med liten erfaring fra norsk sokkel kan gi utfordringer ved at disse for eksempel har dårlig kjennskap til og forståelse av det norske HMS-regelverket og standarder, norske myndighetsforhold, og de områdespesifikke forholdene det må tas hensyn til i design.

Ledelse

Det er viktig å erkjenne at all petroleumsvirksomhet medfører risiko, men at det er mulig å styre den. Det å akseptere en viss risiko, betyr ikke å akseptere en ulykke. Resultater fra tilsyn og erfaringer fra større ulykker, både internasjonalt og på norsk sokkel, viser at ledelsens rolle vedrørende storulykker er sentral. Læring, både på ledelsesnivå og ledelsens bidrag til læring i organisasjonen, er viktig.

Gjennomgang av DWH-ulykken og andre storulykker peker på utfordringer knyttet til styring av endringer, risikoforståelse og -vurderinger, situasjonsforståelse, styringssystemer, samt kommunikasjon, samhandling og involvering. Effekt av læring fra tidligere hendelser har vist seg å være svak mellom innretninger, selskap, sokler og sektorer (Ptil, 2011d).

Organisasjon og ledelse med hensyn til sikkerhet handler om å etablere strukturer, visjoner og styringsverktøy, samt å se til at systemene fungerer i praksis. Manglende etterlevelse kan være en av årsakene til at ulykker inntreffer, men noe kan også knyttes til dynamikken rundt hvordan grunnleggende rammebetingelser settes i spill, og hvordan de påvirker selskapenes sikkerhetsprioriteringer (Ptil, 2011d).

Dette understreker viktigheten av at myndigheter og aktører i petroleumsvirksomheten kontinuerlig fokuserer på å skape og ivareta en god sikkerhetskultur generelt, og en ledelseskultur hvor sikkerhet prioriteres høyt.

Organisering av virksomheten

Modenhet og haleproduksjon går gjerne hånd i hånd med endrings- og effektiviseringstrender, og det vil basert på tradisjonelle kost- / nyttevurderinger være utfordrende å få gjennomført teknologiske forbedringer og modifikasjoner. Sentrale virkemidler som brer seg i denne forbindelse er en kombinasjon av standardisering, fleksibilitet og aktivitetsstyring, som for eksempel aktivitetsstyring av vedlikehold og rotasjon av personell mellom innretninger. Rotasjon av personell kan føre til god erfaringsoverføring mellom innretningene, men kan også føre til at man mister viktig sikkerhetskritisk kompetanse knyttet til særegne utfordringer på det enkelte anlegg. (Ptil, 2011c).

7.3 Industrispesifikke faktorer

I det følgende beskrives de industrispesifikke faktorene relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak med utgangspunkt i faktorene som er presentert i kapittel 7.4:

- Konjunkturrendringer (oljepris, finanskriser)
- Aktørbilde (operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse, styring)
- Aktivitetsnivå i petroleumssektoren (tilgang til og valg av ressurser, læring)
- Område / blokk som lyses ut
- Rammebetingelser som settes for petroleumsaktivitetene
- Utbyggingstakt (utbygging av nye felt, "fast-track" løsninger)

Konjunkturrendringer (oljepris, finanskriser)

Granskinger har vist at konjunktursvingninger og større kostnadspress, for eksempel som følge av uro i finansmarkedet, kan ha hatt innvirkning på alvorlige hendelser. Kostnadspress kan for eksempel føre til at vedlikehold nedprioriteres, noe som igjen virker inn på den tekniske integriteten til innretninger, rørledninger og utstyr over tid. Å påvise sammenhenger mellom markedsforhold og hendelser er imidlertid vanskelig, blant annet på grunn av tidsetterslep og fordi eventuelle effekter

av kostnadsbesparelser og et høyt aktivitetsnivå ofte viser seg først flere år senere (Meld. St. 29 (2010-2011)).

Basert på erfaringene fra DWH-ulykken trekkes det frem at aktørens finansielle kapasitet bør vurderes som et sikkerhetsanliggende i aktørkvalifiserings- og lisenstildelingsprosesser i Norge også. Dette fordi dårlig finansiell kapasitet kan føre til nedprioriteringer av investeringer som kan tjene til sikkerhet (Ptil, 2011d).

Aktivitetsnivået på norsk sokkel som helhet, og tempoet i nye lisenstildelinger og påfølgende leteaktiviteter og feltutbygginger, kan påvirke sikkerhetsnivået og dermed faren for akutt utslipp til sjø. Sikkerhetsnivået påvirkes også av om disse aktivitetene foregår i en lav- eller høykonjunkturperiode. Dette er blant annet fordi tilgangen på erfarne og kompetente ressurser vil være mer begrenset på grunn av stort press på arbeidsmarkedet i en høykonjunkturperiode med høyt aktivitetsnivå enn i en lavkonjunkturperiode med lavt aktivitetsnivå.

Konjunkturedringer er i det videre i denne rapporten ikke vurdert som en egen faktor, men er inkludert i vurderingene av andre faktorer som aktivitetsnivå og utbyggingstakt.

Aktivitetsnivå i petroleumssektoren (tilgang til og valg av ressurser, læring)

Aktivitetsnivået på norsk sokkel er høyt, blant annet i form av høy leteaktivitet, økt innsats for mer utvinning fra eksisterende felt, og utbygging av eksisterende og nye funn (Meld. St. 28 (2010-2011)). Høyt aktivitetsnivå, kombinert med teknologiske og organisatoriske endringsprosesser, kan ha innvirkning på risiko for akutt utslipp ved at tilgangen på nødvendig kapasitet og kompetanse blir vanskeligere. Dette kan også resultere i økt tidspress, både ved planlegging og gjennomføring av aktiviteter og ved gjennomføring av mange parallelle aktiviteter.

Et høyt aktivitetsnivå i et område, som følge av for eksempel høy leteaktivitet, mange felter i produksjon, mye vedlikeholds- og modifikasjonsaktiviteter, og mange samtidige aktiviteter, kan påvirke faren for akutt utslipp til sjø i negativ retning for området samlet sett. Høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel generelt kan også påvirke tilgang til kapasitet og kompetanse, kvaliteten av planleggingsprosesser, arbeidstempo og prioriteringer, med potensielt negative konsekvenser for risikoutvikling. For eksempel kan høyt aktivitetsnivå og rift om boreinnretninger til lete- og produksjonsboring føre til at det blir etterslep i nødvendige brønnintervensjonsvirksomhet. Flere aktiviteter i et område kan imidlertid også gi sikkerhetsmessige fordeler, ved for eksempel å styrke tilgang til ressurser som på kort varsel kan settes inn for å håndtere fare- og ulykkessituasjoner.

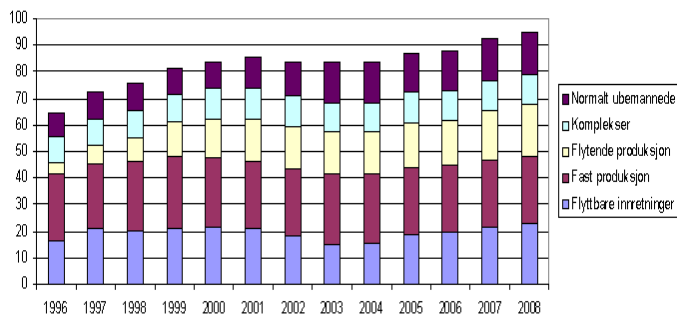
Erfaringsmessig er det ikke en direkte sammenheng mellom aktivitetsnivå og antall akutte utslipp eller alvorlighetsgrad av akutte utslipp i et langsiktig tidsperspektiv. Dette gjelder for alle hendelsestyper og skyldes blant annet:

- Ulykkesrisiko er i stor grad avhengig av den *enkelte* aktivitetens egenart og operasjonelle forutsetninger, den *enkelte* innretningens robusthet og den *enkelte* aktørens evne til å styre en rekke risikopåvirkende faktorer.
- Det er langt flere faktorer enn bare aktivitetsnivå som avgjør risikonivået i et område.
- Det foregår teknologi- og kunnskapsutvikling som bidrar til å bedre håndtere ulykkesrisiko.

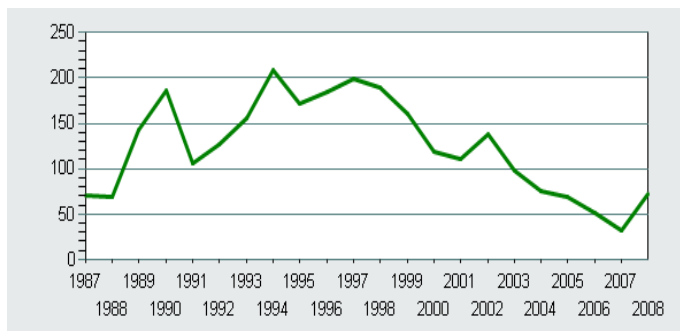
Ulykkesrisiko er i hovedsak avhengig av den enkelte aktivitetens egenart og operasjonelle forutsetninger, den enkelte innretningens robusthet og den enkelte aktørens evne til å styre en rekke risikopåvirkende faktorer i kontinuerlig endring. Ptils gjennomgang etter DWH-ulykken i Mexicogulfen viser viktigheten av årsakssammenhenger og forbedringstiltak som er knyttet til ledelse, kompetanse, risikovurderinger, prosedyreverket, vedlikehold osv. Dette er med på å understreke behovet for fortsatt refleksjon rundt læring av ulykker (Ptil, 2011d).

Ptils rapport om aktivitetsindikatorer og historiske hendelser redegjør for sammenhenger mellom aktivitetsnivå og utvikling av hendelser og tilløpshendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø (Ptil, 2010a). Rapporten konkluderer med at antall ulykker og tilløpshendelser erfaringsmessig ikke øker med aktivitetsnivået. Det betyr ikke at aktivitetsnivå er en irrelevant risikopåvirkende faktor. Det viser at det kan være misvisende å anta at flere aktiviteter automatisk fører til flere ulykker, og at aktivitetsnivå som risikopåvirkende faktor, kan tillegges overdreven vekt.

I Figur 28 til Figur 31 under gis det noen eksempler som viser at det ikke er en sammenheng mellom ulykkesdata og aktivitetsnivå i et langsiktig tidsperspektiv (Ptil, 2010a). Figurene viser generelt at det har vært en svak økning i aktivitetsnivået og en svak nedgang i ulykkesnivået. Det vises for øvrig til Ptils rapport "Aktivitetsindikatorer og historiske hendelser" (Ptil, 2010a) for flere eksempler på at det ikke er sammenheng mellom ulykkesdata og aktivitetsnivå i et langsiktig tidsperspektiv.



Figur 1 Utvikling i antall innretninger, 1996-2008



Figur 28: Sammenheng mellom antall innretninger og antall akutte oljeutslipp til sjø (Ptil, 2010a).

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

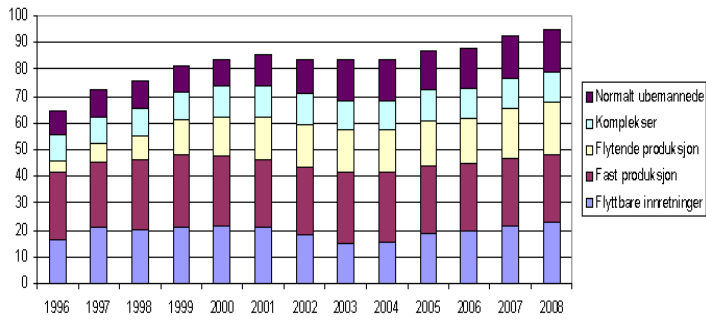


Figure 1: Utvikling i antall innretninger 1996-2008

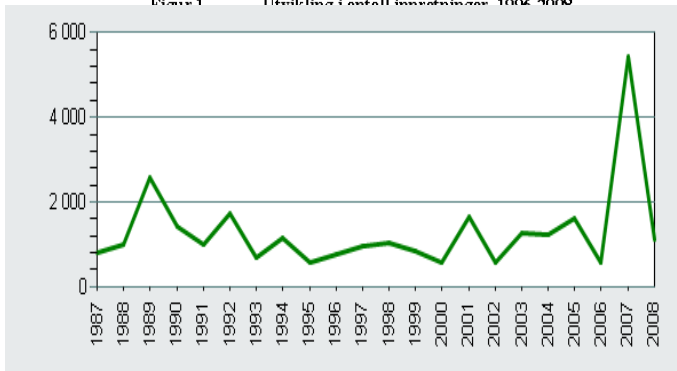


Figure 29: Sammenheng mellom antall innretninger og mengde akutt oljeutslipp til sjø (Ptil, 2010a).

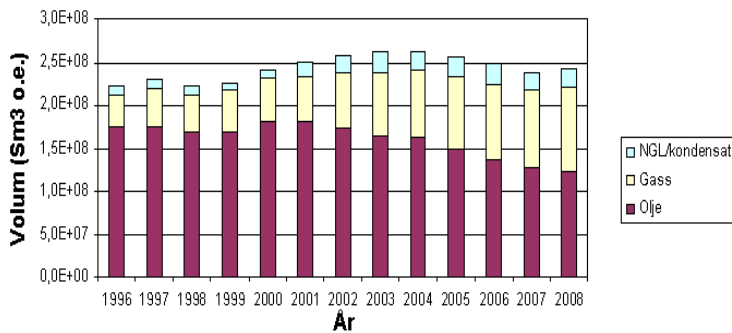


Figure 3: Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2008

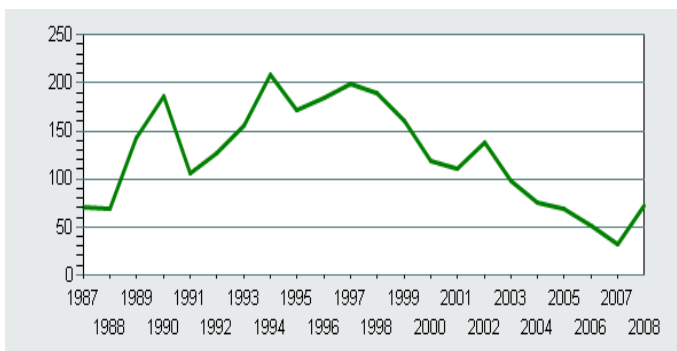
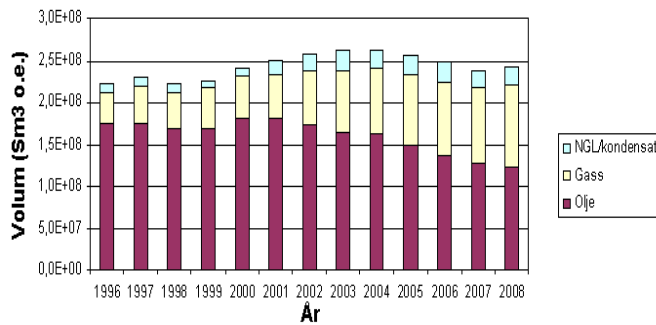
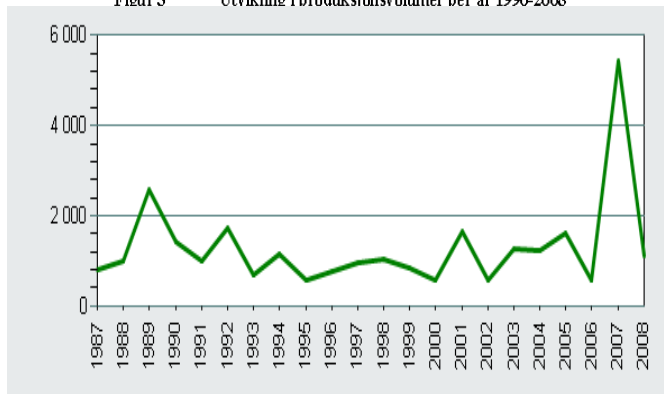


Figure 30: Sammenheng mellom mengde olje produsert og antall akutte oljeutslipp til sjø (Ptil, 2010a).

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 3 Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2008



Figur 31: Sammenheng mellom mengde olje produsert og mengde akutt oljeutslipp til sjø (Ptil, 2010a).

Erfaring og kompetanse er noe en tilegner seg fra blant annet implementering og bruk av ny teknologi og etter hvert som en gjennomfører en aktivitet, noe som er viktig for industrien som helhet. Læring og erfaring fra teknologiutvikling er noe som tilfaller hele bransjen, mens erfaring og kompetanse knyttet til gjennomføring av en aktivitet tilfaller enkeltindivid og enkeltselskap, ikke bransjen generelt. Kompetansenivå og hvilken påvirkning dette har på risiko gjelder generelt for alle typer uønskede hendelser som kan medføre akutt utslipp til sjø. Det er viktig å være klar over og tilrettelegge for sammenhengen mellom læring / erfaring og aktivitet / produksjon for å redusere risiko for akutt utslipp til sjø.

Aktivitetsnivå i petroleumssektoren, inklusive tilgang til og valg av ressurser og læring, er en faktor som ikke vurderes som en enkeltfaktor videre i denne rapporten, men aktivitetsnivå og ervervelsen av læring inkluderes blant annet i faktoren aktørbilde.

Aktørbilde (operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse / styring)

Operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse

Sammensetningen av rettighetshavere i utvinningstillatelsene på norsk sokkel er under stadig endring, og flere nye og mindre aktører har kommet til på norsk sokkel de senere årene. Store og mellomstore aktører har mange års erfaring fra norsk sokkel, mens flere av nykommerne mangler, helt eller delvis, virksomheterfaring, eller har erfaring fra andre sokler med andre rammebetingelser.

De små selskapene søker seg gjerne inn som rettighetshavere i etablerte og modne utvinningsområder i første omgang. Noen av disse søker også operatørskap, fortrinnsvis i modne områder hvor de kan overta eksisterende produksjon, og ved dette bidra til økt verdiskaping. Ønsket om å få nye kompetente aktører inn på norsk sokkel henger sammen med at slike selskap kan bidra til økt verdiskaping, blant annet ved at de kan ha spesiell kompetanse og interesse for å utnytte ressursene i mindre felt, og ivareta haleproduksjon i større grad enn de store selskapene.

Ofte er utfordringen å bygge opp en robust nok organisasjon til å ivareta operatørrollen. Det stilles derfor krav til at alle rettighetshavere skal ha HMS-kompetanse som bidrar til å styrke sikkerheten på sokkelen. For alle selskaper som vil inn på norsk sokkel, vurderer Ptil HMS-kompetanse og -kapasitet. I tillegg blir selskapene vurdert i forhold til sin kompetanse innen petroleumsfag, organisasjon og finansielle evner. Vurderingene inngår både som et ledd i prekvalifisering av nye aktører og ved tildelinger av utvinningstillatelser.

Styring

Erfaringer fra storulykker viser at det kan oppstå systematisk undervurderinger av målkonflikter og at det kan oppstå en overbevisning på selskapsnivå om at sikkerhetshensyn i praksis har prioritet når det oppstår målkonflikter, for eksempel mellom krav til sikkerhet og verdiskapning. Granskinger av hendelser i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel har vist hvor viktig god ledelse og samspill mellom menneskelige, teknologiske og organisatoriske faktorer (MTO) er når det kommer til storulykker. På grunn av dette vil det være behov for å videreutvikle en bransjekultur for at det skal være åpenhet rundt at det kan oppstå målkonflikter når vedtak skal gjøres. For å unngå ulykker vil det derfor være viktig å holde fokus på helhetlig styring og ledelse (Meld. St. 29 (2010-2011)).

Bedre styring av storulykkesrisiko krever en utvikling av sikkerhetskulturen i hele industrien. Sikkerhetskultur varierer mellom ulike selskap, bransjer og land. RNNP viser at det også er store variasjoner i oppfatninger om sentrale sikkerhetsvurderinger alt etter hvilken sokkel man jobber på, hvilken plattform man er på, hvilket fagområde man tilhører, om man er operatør eller entreprenør og hvilken type innretning man befinner seg på (Ptil, 2011d). Det vil derfor være viktig kontinuerlig å fokusere på å utvikle og ivareta en god sikkerhetskultur. Utvikling av en god sikkerhetskultur betinger bredt engasjement og forpliktelse, fra selskapene, fra arbeidstakerorganisasjonene, fra myndighetene osv. En god sikkerhetskultur betegnes blant annet av at selskapene tar et kollektivt ansvar for forbedringer på sikkerhetskritiske områder på en konkret måte, blant annet gjennom engasjement i næringsorganisasjoner, standardiseringsarbeid, regelverksutviklingsarbeid og FoU. En viktig forutsetning for utvikling av sikkerhetskultur og forbedring av rammebetingelser for styring av storulykkesrisiko er utvikling av en ledelseskultur som vektlegger hensynet til sikkerhet. En annen viktig forutsetning for en god sikkerhetskultur er utvikling av ansvarskultur, der alle på sitt nivå tar ansvar for sikkerhet, og utvikling av en åpenhetskultur, som ønsker velkommen at sikkerhetsrelaterte utfordringer tas opp og at alle tar ansvar for sikkerhet (Ptil, 2011d).

Etablerte modeller for HMS-arbeid i bransjen kan utfordres av stadige endringer i aktørbildet, ved at styrkeforholdet mellom aktørene endres, bransjen internasjonaleses og aktørene har mindre kunnskap og forståelse for norske samarbeidsformer (Meld. St. 29 (2010-2011)). Det er derfor viktig å styre denne utviklingen i riktig retning.

Område / blokk som lyses ut

Det arrangeres to typer konsesjonsrunder på norsk sokkel (OD, 2011d). De ordinære rundene omfatter umodne deler av sokkelen og avvikles vanligvis annethvert år. I tillegg gjennomføres det tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO), som omfatter de modne delene av sokkelen med kjent geologi og god infrastruktur. Disse lyses ut hvert år.

Mesteparten av Nordsjøen er i dag åpnet for petroleumsvirksomhet og blir, etter nærmere 50 års virksomhet, regnet som et modent område i petroleumssammenheng, med kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd infrastruktur. I Skagerrak er det kun et lite område i sørvest som er åpnet for petroleumsvirksomhet på særskilte vilkår. Resten av Skagerrak er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet.

ODs letemodeller gir et bilde på hvilke arealer som er eller kan være viktige for petroleumsvirksomheten i fremtiden. Dagens kunnskap tilsier at det er liten grunn til å tro på

hydrokarbonressurser i Skagerrak i transekt nær Arendal, Ytre Oslofjord og inn mot svenskegrensa (OD, 2010b). OD har på denne bakgrunn ikke inkludert Skagerrak i sitt fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i området i 2030.

På bakgrunn av dette er faktoren område/ blokk som lyses ut vurdert ikke å være en aktuell problemstilling for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak og dermed ikke diskutert videre i denne rapporten.

Rammebetingelser som myndighetene setter for petroleumsvirksomhet (regelverk)

HMS-regelverket stiller krav til teknologi, operasjoner og styring i alle faser av petroleumsvirksomhet med den hensikt å forebygge akutt forurensning, samt redusere konsekvenser av uønskede hendelser, skulle de likevel oppstå. HMS-regelverket er således et viktig virkemiddel for at ansvarlig operatør driver forsvarlig petroleumsvirksomhet som reduserer risikoen for akutt utslipp til sjø.

Myndighetene setter rammebetingelser som petroleumsvirksomheten må følge. Myndighetene spiller en viktig rolle når det gjelder hvilke krav som settes som en betingelse for eventuell planlegging, utbygging, drift og nedbygging av petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Det er viktig å presisere at risiko kan styres. Det vil si at akutt utslipp til sjø kan forekomme. En kan aldri si at det ikke vil kunne skje når en igangsetter petroleumsvirksomhet, men det er like viktig å presisere at rammebetingelser og krav som stilles til næringen og aktørene i alle faser av petroleumsvirksomhet, vil kunne styre risikoen for akutt utslipp til sjø. Et eksempel kan være at dersom det blir gitt en rammebetingelse som sier at alle flenser må være sveiset, vil dette kunne redusere muligheten for lekkasje i flenser.

Ptils gjennomgang av DwH-ulykken viser at sikkerhetsnivået i petroleumsvirksomheten også må ses i sammenheng med nasjonale rammebetingelser som er gitt av sikkerhetshensyn og sikkerhetsmyndigheter (Ptil, 2011d). Det pekes blant annet på at det er sikkerhetskritisk å se utvikling av myndighetenes oppgaver og tildelte ressurser i sammenheng, slik at myndighetenes oppgaver kan utføres på en god måte.

I lys av erfaringene fra DwH-ulykken er det foreslått å vurdere om det er tiltak som kan bidra til at hensynet til ulykkesforebygging i petroleumsvirksomheten får mer støtte i politiske prosesser. I lys av DwH-ulykken kan det også komme internasjonale rammebetingelser som norsk petroleumsvirksomhet blir nødt til å forholde seg til. Det er imidlertid ikke gitt at slike rammebetingelser er helt i tråd med hvordan det norske HMS-regelverket er bygget opp.

Det norske HMS-regelverket er funksjonelt utformet og baserer seg i hovedsak på målstyring med enkelte preskriptive krav. Regelverket er utformet slik at det beskriver hvilke mål eller funksjoner som skal etterstribes eller ivaretas, og det er selskapets oppgave å velge løsninger som ivaretar nevnte mål eller funksjon i den spesifikke konteksten som gjelder i aktivitetene, i stedet for at myndighetene går inn og gir allmenngyldige løsninger på hvordan det enkelte pliktsubjekt i praksis skal ivareta sitt ansvar i virksomheten. Myndighetens oppgave er å utforme og videreutvikle regelverket og å føre tilsyn med at selskapene har etablert styringssystemer som sikrer at målene ivaretas. Selskapene har relativt stor grad av frihet når det gjelder å velge type løsninger så lenge de kan demonstrere at de ivaretar risiko i virksomheten og myndighetskravene. Mange andre land opererer derimot med et regelverk som er basert på en detaljert og preskriptiv tilnærming. utfordringer knyttet til detaljregulering er at man risikerer å komme på etterskudd i forhold til den teknologiske og samfunnsmessige utviklingen, den krever omfattende og detaljert kontroll og tilsyn, og man risikerer at aktørenes eget ansvar for å vurdere og håndtere risiko reduseres. I tillegg er man svært avhengig av industriens egen vilje til å gi tilgang og dele informasjon (Ptil, 2011d).

Nye internasjonale rammebetingelser kan også relatere seg til hvilke selskaper som kan gis utvinningstillatelser og sammensetning av disse. I verste fall kan fremtidige internasjonale rammebetingelser ha en negativ effekt på risiko for akutt utslipp i Nordsjøen.

Utbyggingstakt (utbygging av nye felt, "fast-track" løsninger)

Nordsjøen er i dag et modent område der risikonivået i stor grad styres av eksisterende innretninger. Hvor raskt nye felt bygges ut vil for eksempel kunne påvirke tilgjengeligheten av ressurser, tilgjengeligheten av tekniske løsninger og mangel på erfaring til å kunne dra erfaring fra det ene utbyggingsprosjektet til det neste. Det vil være av betydning om utbyggingene skjer parallelt (samtidig) eller i serie (etter hverandre). Det betyr at det finnes ikke nyere teknologiske løsninger tilgjengelig og det vil ikke være erfaringer som kan være nyttig informasjon fra utbygging til utbygging, siden de skjer samtidig. Dersom mange felt bygges ut på samtidig, vil det også kunne bli rift om underleverandører og kontraktører, noe som kan føre til at flere aktører med mindre erfaring velges for å få jobben gjort.

Dersom utbyggingstakten er litt senere og trekker litt ut over tid, vil en kunne sammenligne dette med at utbyggingen skjer i serie. Det betyr at en har tid til og kan benytte erfaringer fra tidligere utbygginger i neste utbygging, og den teknologiske utviklingen kan føre til at det, etter hvert som tiden går, vil bli bedre løsninger tilgjengelig. Samtidig vil det trolig ikke være lik rift om boreinnretningene ettersom de ulike feltene er i ulike faser.

Flere operatører på norsk sokkel har signalisert overgang fra skreddersydde utbyggingsløsninger til mer standardiserte løsninger som kan brukes for flere feltutbygginger. Dette er ofte hurtigutbygginger med standardiserte og rimeligere løsninger, såkalte "fast-track" løsninger. Dette henger sammen med et ønske om å redusere tiden det tar fra et funn oppdages til utbyggingen starter, i tillegg til kampen for å opprettholde produksjonen samtidig som det går stadig lengre tid mellom store enkeltfunn. Håpet er at flere små, marginale felt kan bli lønnsomme med raskere utbyggingstempo og lavere kostnader ved å kutte tid og kostnader på design og engineering på de feltene som ikke krever teknologiutvikling.

Denne type utbyggingsløsninger krever standardiserte produkter og prosesser da dokumentasjon og kvalitetskrav, samt materialvalg må standardiseres for feltene. Det er en utfordring å forholde seg til standardiserte løsninger som ikke er tilpasset de ulike prosjektene. Hvordan område- og aktivitetsspesifikke faktorer tas hensyn til i design, vil være avgjørende for hvordan en kan styre faren for akutt utslipp til sjø. Det er derfor viktig at utbyggingsløsningene har et robust og omfattende design som tar hensyn til de havdyp og utfordringer som følger av de område- og aktivitetsspesifikke faktorene. Alternativt må det legges begrensninger i bruken av slike standardiserte løsninger for at risiko for akutt utslipp til sjø ikke skal øke.

7.4 Oppsummering

Basert på den ovenstående beskrivelsen og vurderingen av de ulike faktorene, er de følgende faktorene vurdert å være relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Disse faktorene er lagt til grunn for de resterende vurderingene som gjøres i Trinn 4:

- Områdespesifikke faktorer
 - Vær (vind / tåke / bølger / temperatur)
 - Reservoarforhold (trykk / temperatur / oljetype)
 - Bunnforhold (innsynking av havbunnen)
 - Trålere og skipstrafikk i området
- Aktivitetsspesifikke faktorer
 - Innretningstype og tekniske løsninger (design og utforming)

- Vedlikehold og teknisk tilstand (aldring, haleproduksjon, levetidsforlengelse, brønnintegritet / brønnkontroll)
- Aktivitetsnivå og aktører som deltar i virksomheten på den enkelte innretning (operasjoner / aktiviteter som gjennomføres, operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse, ledelse, organisering av virksomheten)
- Industrispesifikke faktorer
 - Aktivitetsnivå og aktørbilde i petroleumssektoren (tilgang til og valg av ressurser, læring, operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse, styring)
 - Rammebetingelser som myndighetene setter for petroleumsvirksomhet
 - Utbyggingstakt (utbygging av nye felt, "fast-track" løsninger)

8 TRINN 4.B: Etablere et referansenivå for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Ved å ta utgangspunkt i historiske ulykkesdata for de forskjellige hendelsestypene (DFUene), samt et sett med antagelser vedrørende innretningstype, antall brønner, antall operasjoner av ulike typer med mer, er det etablert frekvenser for akutt utslipp til sjø for de ulike hendelsestypene for ulike innretninger. Disse frekvensene brukes som referansenivå og grunnlag for å gjøre vurderinger av styrbarhet og usikkerhet i henhold til metodens Trinn 4.C og 4.D, men presenteres ikke eksplisitt. Grunnlagsfrekvensene for de ulike hendelsestypene er hentet fra frekvensrapporten (Proactima, 2012a), hvor kildene som er benyttet ved etablering av disse frekvensene beskrives.

Det er ikke presentert en samlet frekvens for akutt utslipp til sjø i området ettersom det er begrensninger knyttet til en slik fremstilling, som beskrevet i kapittel 6.2. En mer utdypende redegjørelse av begrensninger og ulemper ved å etablere total frekvens for akutt utslipp til sjø for petroleumsvirksomhet i et område er beskrevet i frekvensrapporten (Proactima, 2012a).

Det er valgt å ta utgangspunkt i to eksempler på typiske eksisterende innretninger, henholdsvis en FPSO og en fast innretning. Tilsvarende er det valgt å ta utgangspunkt i to eksempler på nye utbygginger, henholdsvis en undervannsløsning og en fast innretning. Dette for å bruke som underlag for diskusjon og vurderinger av bakenforliggende årsaker og faktorer som kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030. I Tabell 10 presenteres innretningene som er lagt til grunn ved etablering av referansenivå for akutt utslipp til sjø for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, mens i Tabell 11 presenteres antagelsene som er gjort for hver av innretningene.

Tabell 10: Eksempler på typiske petroleumsinnretninger som er lagt til grunn ved etablering av referansenivå for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak.

ID	Eksempelinnretning	Beskrivelse
1	Eksisterende FPSO (med tilknyttet undervannsløsning)	Oljefelt utbygget med undervannsløsning tilknyttet en FPSO med 10 produksjonsbrønner i drift.
2	Eksisterende fast innretning	Oljefelt med en fast innretning med 10 produksjonsbrønner i drift.
3	Ny undervannsløsning	Fremtidig utbygging av undervannsløsning for et oljefelt med 10 produksjonsbrønner i drift.
4	Ny fast innretning	Fremtidig utbygging av en fast innretning for et oljefelt med 10 produksjonsbrønner i drift.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Tabell 11: Antakelser vedrørende aktivitetsnivå lagt til grunn for de ulike innretningseksemplene.

	Beskrivelse	Eksisterende FPSO	Eksisterende fast innretning	Ny undervannsløsning	Ny fast innretning
DFU 1 Prosess-hendelser	Prosess	Relevant	Relevant	Ikke relevant	Relevant
DFU 3 Brønn-hendelser	Produksjonsboring (antall brønner per år)	2	2	1	1
	Komplettering (antall operasjoner per år)	2	2	1	1
	Kabeloperasjon (antall operasjoner per år)	10	10	2	5
	Kveilerøperasjon (antall operasjoner per år)	1	1	1	1
	Snubbing (antall operasjoner per år)	1	1	1	1
	Brønnoverhaling (antall operasjoner per år)	3	3	1	1
	Produksjon (antall brønner i produksjon per år)	10	10	10	10
DFU 5-8 Konstruksjons-hendelser	Skipskollisjoner	Relevant	Relevant	Ikke relevant	Relevant
	Skade på bærende konstruksjon	Relevant	Relevant	Ikke relevant	Relevant
DFU 9 Lekkasje og skader på undervanns-produksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrøms-rørledninger / lastebøye / lasteslange	Stigerør (antall)	3	3	NA	3
	Felteksterne rør (antall km)	NA	30	NA	30
	Felteksterne rør (karakteravhengig bidrag)	NA	2	NA	2
	Feltinterne rør (antall km)	10	NA	10	NA
	Lossing av olje (antall skipninger per år)	50	NA	NA	NA

9 TRINN 4.E: Samlet vurdering og fremstilling av faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030

Dette kapittelet presenterer en samlet vurdering og fremstilling av faktorer som er vurdert til å kunne være av betydning for akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030.

I kapittel 9.1 presenteres den historiske utviklingen på norsk sokkel generelt og i Nordsjøen spesielt. Prosjektet "utvikling i risikonivå – norsk sokkel" (RNNP) ble igangsatt i 2000, og basert på dette presenteres risikoutviklingen i Nordsjøen for perioden fra 2001 til 2010. Informasjonen som presenteres baseres på RNNP-AU, som beskriver faktiske akutte utslipp og tilløpshendelser som kunne ha ført til akutt utslipp dersom barrierene hadde sviktet. En oversikt over tilløp til hendelser og faktiske hendelser som har ført til akutt utslipp i et område, vil i mange tilfeller være relevant informasjon å inkludere som en del av grunnlaget for vurderinger av petroleumsnæringens evner til å forebygge akutte utslipp også i fremtiden. Basert på dette gjøres det en vurdering av hvordan sentrale faktorer av betydning for risiko for akutte utslipp til sjø har utviklet seg i perioden 2001-2010. Disse utviklingstrekkene knyttes så opp mot de område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene som ble diskutert i kapittel 7.

I kapittel 9.2 gjøres det så vurderinger knyttet til risikoutvikling i Nordsjøen i perioden frem til 2030. Det tas utgangspunkt i de område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene som er diskutert i kapittel 7. Både faktorer av betydning for om et akutt utslipp skal inntreffe, samt faktorer av betydning for omfanget av et potensielt akutt utslipp er vurdert. Som beskrevet i kapittel 6, brukes tornadodiagram for eksempelinnretningene presentert i kapittel 8 som et utgangspunkt for å kunne vurdere styrbarhet og usikkerhet knyttet til de mest sentrale faktorene for risiko for akutt utslipp til sjø. Disse tornadodiagrammene er etablert basert på vurderingene av styrbarhet og usikkerhet som er dokumentert i Vedlegg 1. Tornadodiagrammene brukes som grunnlag for å diskutere styrbarhet og usikkerhet for sentrale område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorer som påvirker risiko for et akutt utslipp til sjø. Det presenteres også kakediagram for de ulike eksempelinnretningene for å vise hvilke hendelsestyper som er vurdert som relevante for de ulike eksempelinnretningene, og i hvilken grad hver hendelsestype bidrar.

Et formål med en slik fremstilling er å vurdere i hvilken grad det er mulig å påvirke risikoen for et akutt utslipp til sjø ved valg og beslutninger som gjøres, det vil si i hvilken grad risikonivået er styrbart. Generelt er det større styrbarhet ved eventuelle fremtidige feltutbygginger sammenlignet med eksisterende innretninger, i og med at det for nye utbygginger ikke er tatt beslutninger relatert til mange av de faktorer som påvirker risikoen for et akutt utslipp til sjø. Dette kan for eksempel være valg knyttet til design og tekniske løsninger.

Fremtidsbildet for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak er forbundet med stor usikkerhet både hva angår aktivitetsomfang, -type, -lokasjon og tekniske løsninger. Det sentrale i presentasjonen av den samlede vurderingen er å vise hvilke hendelsestyper som kan resultere i akutt utslipp til sjø, i hvilken grad hver hendelsestype bidrar til akutt utslipp til sjø, hvilke bakenforliggende årsaker og medvirkende faktorer som påvirker risikoen for et akutt utslipp til sjø, samt i hvilken grad dette kan styres.

Til slutt oppsummeres de antatte endringene i sentrale faktorer frem mot 2030 i kapittel 9.3.

9.1 Risikoutvikling i Nordsjøen i perioden 2001-2010

I det følgende beskrives faktorer som er av betydning for å beskrive hvordan risiko for akutte utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten har endret seg i Nordsjøen i løpet av de siste ti årene, det vil si i perioden 2001 til 2010. Disse utviklingstrekkene knyttes opp mot de område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene som ble diskutert i kapittel 7.

Endringer belyses med utgangspunkt i:

- Faktiske akutte utslipp samt tilløpshendelser som kunne ha ført til akutte utslipp dersom barrierene hadde sviktet, i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel generelt, og i Nordsjøen spesielt.
- Status på og utvikling av aktivitetstype og -omfang / -nivå, geografisk beliggenhet og andre sentrale faktorer av betydning for risiko for akutt utslipp.
- Status på implementering av forskning og utvikling som er vurdert som viktige for å holde ulykkesrisiko på et lavt nivå og søke å redusere denne risiko ytterligere.

Faktiske akutte utslipp og tilløpshendelser i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel generelt, og i Nordsjøen spesielt

Tabell 12 viser de største akutte oljeutslippene på norsk sokkel i perioden 1977-2010, mens Tabell 13 viser en oversikt over de største kjente akutte utslippene av olje på verdensbasis i perioden 1967-2010. Informasjonen er hentet fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2011). Historiske ulykker kan ikke uten videre overføres direkte i forbindelse med vurdering av mulighet for akutte utslipp i Nordsjøen og Skagerrak da forutsetninger for petroleumsvirksomhet, områdespesifikke faktorer som blant annet geologiske og reservoarmessige forhold osv., ikke nødvendigvis er tilsvarende eller sammenlignbare. Informasjon om historiske akutte utslipp er likevel funnet relevant å inkludere i rapporten, som underlag til diskusjon.

Tabell 12: De største akutte oljeutslipp på norsk sokkel i perioden 1977-2010 (Ptil, Preventor & Safetec, 2011)^{11, 12}.

År	Volum [m ³]	Innretning	Beskrivelse
2007	4.440	Statfjord A	Oljeutslipp fra en undersjøisk ledning som røk tvers av i forbindelse med oljelasting fra Statfjord A til et lasteskip.
2005	340	Nornefeltet	Oljeutslipp som følge av at en manuell ventil i systemet for produsert vann stod i feil posisjon.
2003	784	Draugenfeltet	Utslipp av råolje fra et brudd på sammenkoblingen til en undervannsinnetning.
1992	900	Statfjordfeltet	Oljeutslipp som følge av at en ventil på en slange til lastebøye ble forlatt i åpen stilling.
1989	1.400	Statfjord C	Oljelekkasje på grunn av en sprekk i en lagringscelle.
1977	12.700 ¹³	Ekofisk Bravo	Det største utslippet på norsk sokkel. Dette skjedde i forbindelse med en ukeslang utblåsning.

¹¹ Utslipp fra skytteltankere er ikke inkludert i tabellen.

¹² Akutte utslipp fra kaksinjeksjonsbrønner er ikke inkludert i tabellen.

¹³ Utblåsningsraten varierer i ulike faser av hver ulykke og anslag på totalt utsluppet volum er beheftet med betydelig usikkerhet i samtlige ulykker. Her er oppgitt anslag fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2011). Risikogruppen (2010) oppgir for den samme ulykken et lavt og et høyt anslag som ligger henholdsvis under og over anslaget fra RNNP-AU.

Tabell 13: De største kjente akutte oljeutslipp på verdensbasis i perioden 1967-2010 (Ptil, Preventor & Safetec, 2011)¹⁴.

År	Mengde [tonn]	Sted	Beskrivelse
2010	670.000	Deepwater Horizon, Mexicogulfen	Eksplasjon førte til at 11 personer omkom og oljeriggen sank. Ulykken skjedde under avslutning av en boreoperasjon og stenging av en brønn på Macondofeltet i Mexicogulfen.
1994	280.000	Komi, Russland	Utslipp fra en oljerørledning.
1991	1.770.000	Kuwait	Råolje sluppet ut i den Arabiske Gulf som en del av krigføringen mot Kuwait.
1979	350.000-400.000	Ixtoc I, Mexicogulfen	Oljeutslipp fra en undervannsutblåsning fra Ixtoc I plattformen i Mexicogulfen.

Piper Alpha ulykken er ikke inkludert i tabellen over. En brann og eksplosjon på Piper Alpha i 1988 medførte 168 omkomne og totaltap av innretningen. Som sekundær effekt oppsto en utblåsning fra ringrommet i syv brønner. Utblåsningen varte i 22 dager, men det ble ikke registrert noen vesentlig forurensning av marint miljø som følge av at all oljen brant opp (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Akutte råoljeutslipp – status og trender

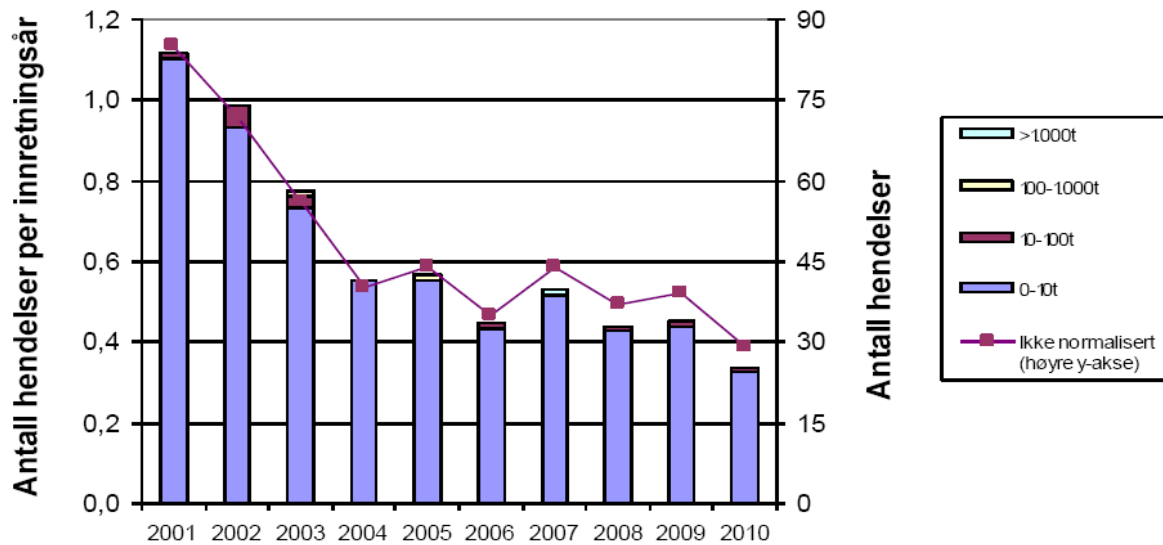
Figur 32 og Figur 33 viser antall akutte råoljeutslipp på henholdsvis norsk sokkel generelt og i Nordsjøen spesielt i perioden 2001-2010, totalt og per innretningsår. Informasjonen er hentet fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2011). Det er registrert 481 akutte utslipp av råolje på norsk sokkel i perioden, der henholdsvis 329, 151 og ett har skjedd i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Av disse havner 467 i den laveste mengdekategorien (0-10 tonn). Videre er det i perioden registrert totalt 11 utslipp i kategorien 10-100 tonn, to i kategorien 100-1.000 tonn, og ett i kategorien > 1.000 tonn. Utslipet over 1.000 tonn skjedde i Nordsjøen i 2007. Av de 329 registrerte akutte utslippene av råolje i Nordsjøen er:

- 323 utslipp er i den laveste mengdekategorien (0-10 tonn)
- Fem utslipp er i kategorien 10-100 tonn
- Ingen utslipp er i kategorien 100-1.000 tonn
- Ett utslipp er i kategorien > 1.000 tonn

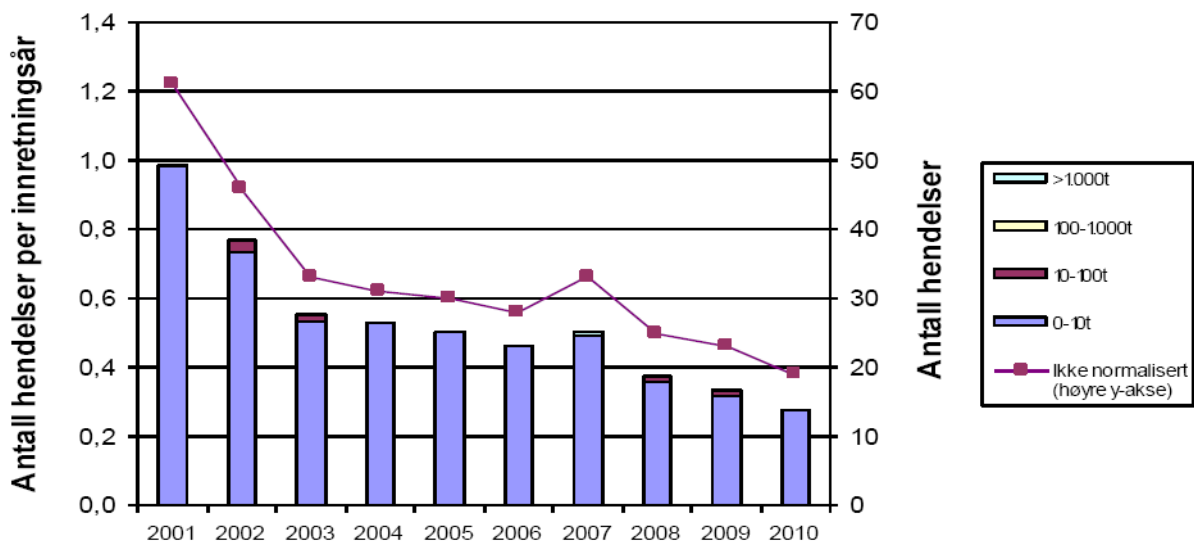
De største akutte råoljeutslippene i Nordsjøen i perioden 2001-2010 har vært på Statfjord A i 2007 (3.700 tonn) og på Statfjord C i 2009 (80 tonn).

¹⁴ Utslipp fra tankskipshavarier er ikke inkludert i tabellen.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 32: Antall akutte utslipp av råolje på norsk sokkel i perioden 2001-2010, totalt og per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

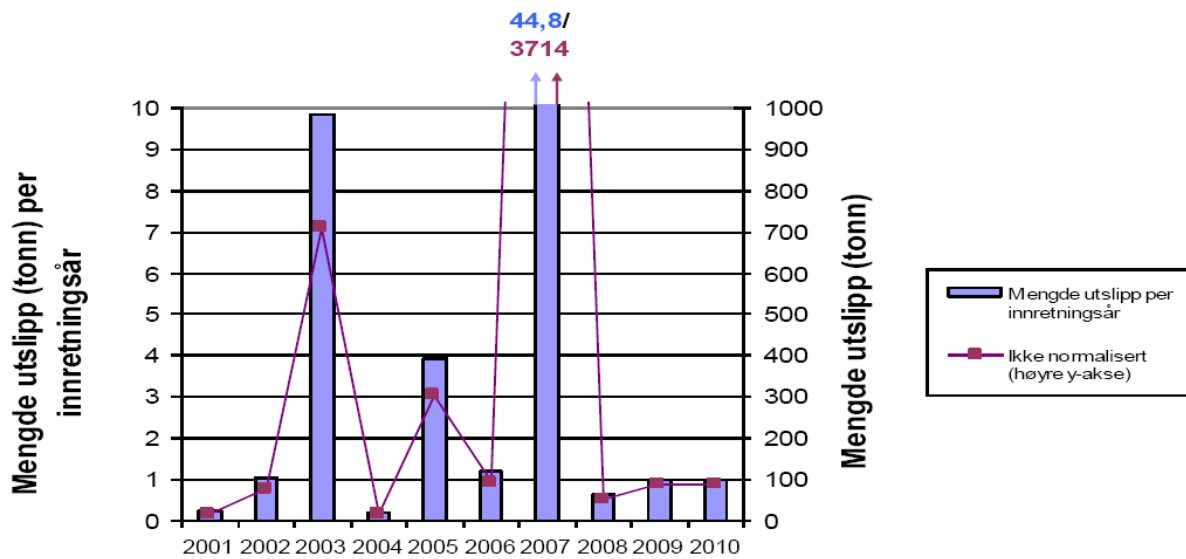


Figur 33: Antall akutte utslipp av råolje i Nordsjøen i perioden 2001-2010, totalt antall og per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Figur 32 og Figur 33 viser at det i perioden 2001-2010 har vært en tydelig reduksjon i antall akutte utslipp av råolje til sjø for hele sokkelen samlet sett. Reduksjonen er tydelig både uttrykt som antall hendelser per år og som normalisert per innretningsår. For norsk sokkel samlet sett har reduksjonen av antall akutte utslipp vært markert i perioden 2001-2004, mens antall akutte utslipp har holdt seg på et stabilt nivå i perioden 2004-2009. Det er en lavere verdi i 2010, men det er usikkert om dette er starten på en videre reduksjon. For Nordsjøen var reduksjonen størst frem til 2003, mens reduksjonen siden har vært mer begrenset. Hyppigheten av akutte utslipp i Nordsjøen i 2010 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i forutgående periode. Hyppigheten av akutte råoljeutslipp har i hele perioden vært lavere i Nordsjøen enn i Norskehavet.

Figur 34 viser mengde akutt utslipp av råolje på norsk sokkel i perioden 2001-2010, totalt og normalisert per innretningsår. Hoveddelen av de akutte utslippene er registrert i kategorien 0-10

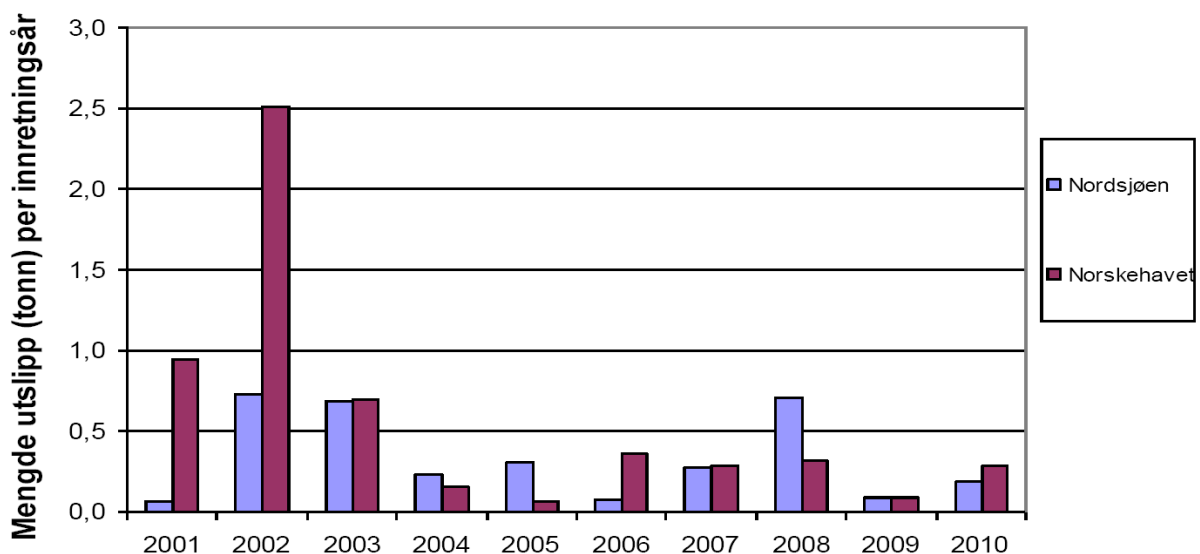
tonn, mens i 2007 var det som nevnt, en hendelse med utslippsmengde over 1.000 tonn. Verdien er derfor betydelig høyere i 2007 sammenlignet med andre år.



Figur 34: Mengde akutt utslipp av råolje på norsk sokkel i perioden 2001-2010, totalt og per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

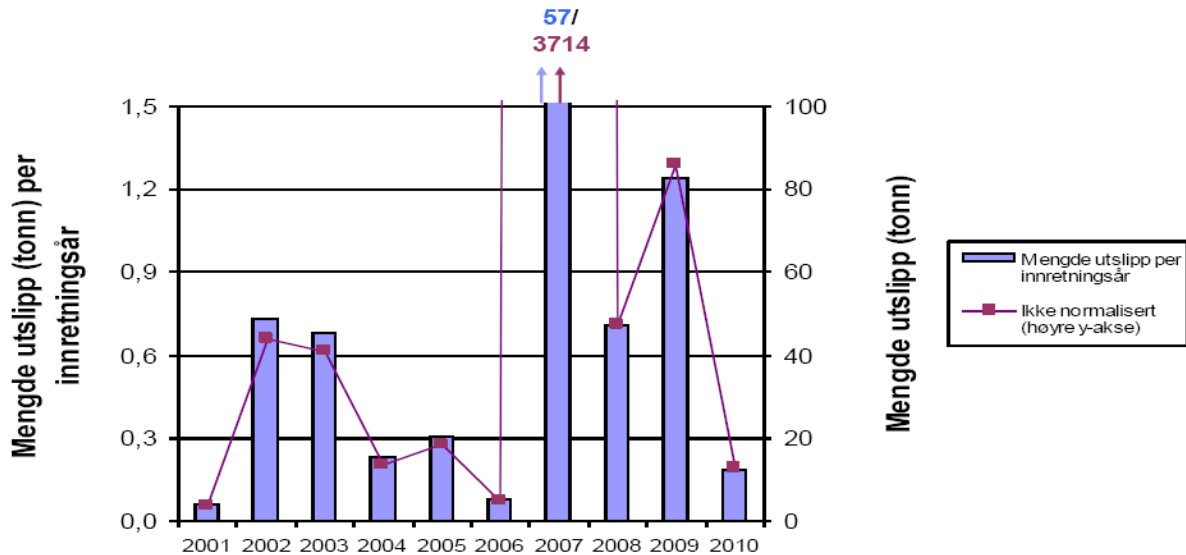
Når det gjelder mengde olje til sjø som følge av inntrufne akutte råoljeutslipp, er det vanskelig å konkludere med en klar trend for norsk sokkel. Mengdene domineres i betydelig grad av noen få store enkeltutslipp der fem av de seks største utslippene har skjedd de siste seks årene. I tillegg har det som nevnt, vært utslipp knyttet til kaksinjeksjon, men dette er i RNNP-AU behandlet separat.

Utslippsmengdene i de seks ovennevnte hendelsene er så mye større enn de aller fleste andre akutte utslippene av råolje til sjø på norsk sokkel i perioden 2001-2010, at for at det skal være mulig å undersøke trender for flertallet av de inntrufne akutte utslippene er det valgt å utelate disse i Figur 35. Figuren viser at for det store flertallet av inntrufne akutte utslipp til sjø er mengde olje som er sluppet ut, gjennomgående lavere i siste halvdel av perioden enn i første halvdel.



Figur 35: Mengde akutt utslipp av råolje per innretningsår ved inntrufne akutte utslipp i Nordsjøen og Norskehavet når de seks største hendelsene er utelatt (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Figur 36 viser mengde akutt utslipp av råolje i Nordsjøen i perioden 2001-2010, totalt og per innretningsår. Av figuren ser man at mengde utslipp og mengde utslipp per innretningsår varierer i perioden. De aller fleste akutte utslippene i Nordsjøen er registrert i kategorien 0-10 tonn. Som nevnt tidligere, er hendelsen i 2007 den eneste i kategorien >1000 tonn. Verdien i 2007 er derfor betydelig høyere sammenlignet med andre år.



Figur 36: Mengde akutt utslipp av råolje i Nordsjøen i perioden 2001-2010, totalt og per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Gjennomsnittlig mengde råolje som er sluppet ut i forbindelse med akutte råoljeutslipp i Nordsjøen i perioden 2001-2010 er:

- Ca. 6,3 tonn per innretningsår hvis alle akutte utslipp tas med
- Ca. 0,3 tonn per innretningsår hvis de to største akutte oljeutslippene i området ikke tas med

Tidlig på 2000-tallet var det lavere mengde utslipp per år i Nordsjøen enn i Norskehavet, mens det de senere år har vært om lag lik mengde per innretningsår i disse to områdene. Selv om antall utslipp er lavere per innretningsår i Nordsjøen enn i Norskehavet, så er dermed gjennomsnittlig mengde per år høyere i Nordsjøen enn i Norskehavet, om de siste seks årene ses under ett.

Det er så langt ikke avdekket at det var svakheter ved regelverket som forårsaket hendelsene, eller at andre krav kunne ha hindret hendelsene (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Tilløpshendelser som kunne ha ført til akutte råoljeutslipp – status og trender

I tillegg til data om akutte oljeutslipp som faktisk har inntruffet på norsk sokkel, er det i RNNP-AU brukt et omfattende datamateriale fra RNNP for å analysere utvikling over tid av tilløpshendelser som **kunne** ha ført til akutte utslipp til sjø dersom flere etablerte barrierer hadde sviknet.

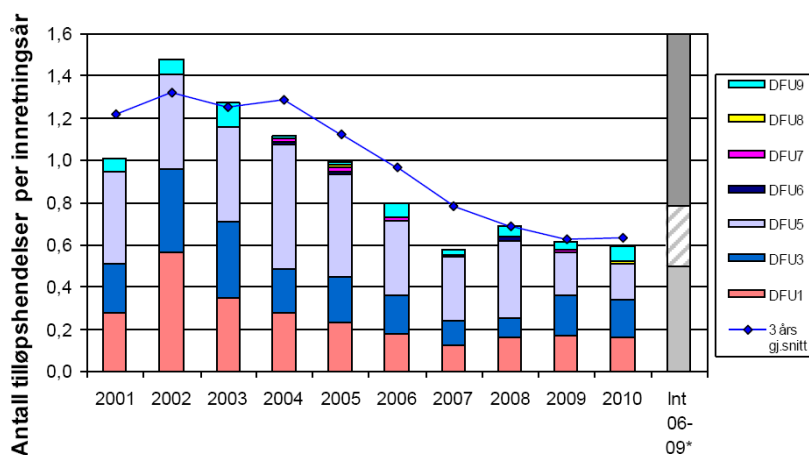
Regelverket krever at ingen enkeltfeil skal kunne føre til en ulykke og at det skal etableres en rekke barrierer for å forhindre at en faresituasjon kan utvikle seg til en ulykkesituasjon. Tilløpshendelser er unormale situasjoner som ikke har fått utvikle seg til en ulykke fordi etablerte barrierer har fungert som forutsatt. Tilløpshendelser er en interessant risikoindikator fordi disse kan gi tidligere indikasjoner på negativ risikoutvikling enn faktiske hendelser, og tilrettelegger derfor for en mer proaktiv risikohåndtering.

For norsk sokkel sett under ett, viser Figur 37 at det har vært en reduksjon i antall tilløpshendelser per år. Hvis man betrakter perioden 2001–2010, er hyppigheten av tilløpshendelser som kunne ha resultert i et akutt oljeutslipp på sitt laveste i 2010. Verdiene i Figur 37 er vist som årlige verdier, men det er også angitt verdier for 3 års rullerende gjennomsnitt.

Bidragene fra de ulike typer tilløpshendelser for norsk sokkel i perioden 2001 – 2010 er som følger:

- Prosesshendelser (DFU 1), 33,8 %
- Brønnehendelser (DFU 3), 23,6 %
- Konstruksjonshendelser (DFU 5-8), 42,6 %

Antall prosesshendelser (DFU 1) ble sterkt redusert til og med 2007, men har økt en del i 2008, 2009 og 2010. Det framgår også tydelig at antall brønnehendelser (DFU 3) varierer betydelig, og har de høyeste bidrag per innretningsår i 2002–2003. De øvrige hendelsestypene har lavere nivåer og mindre variasjon (DFU 5-9).



- DFU9: Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg/-rørledning/stigerør/-brønnstrømsrørledninger/lasteboye/lasteslange
- DFU8: Skade på bærende konstruksjon
- DFU7: Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker
- DFU6: Drivende gjenstand/fartøy på kollisjonskurs
- DFU5: Passerende skip på kollisjonskurs
- DFU3: Brønnehendelser
- DFU1: Prosesslekkasjer

*Prediksjonsintervallet baseres på data fra 2006 til 2009

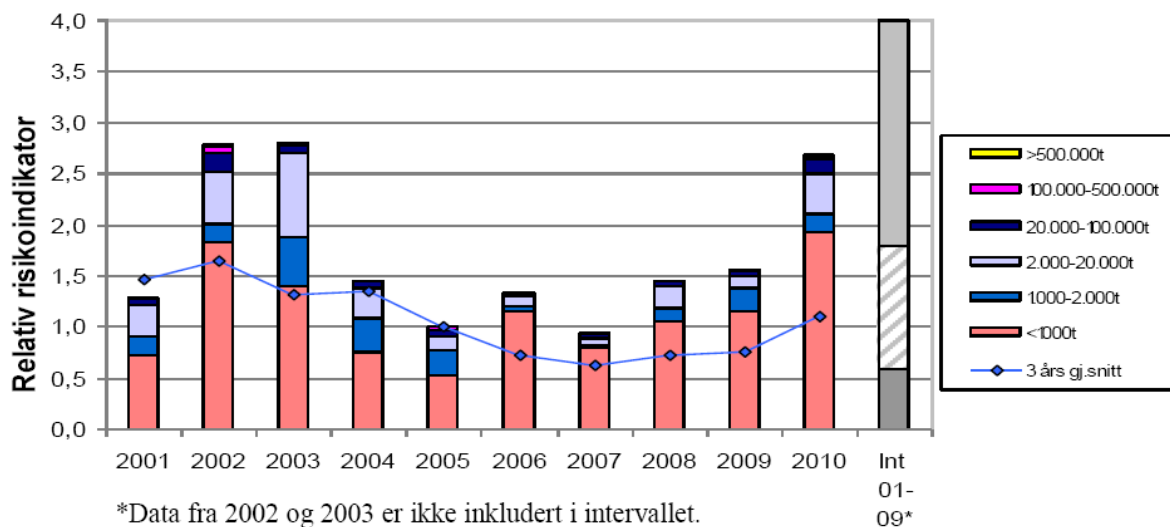
Figur 37: Antall registrerte tilløpshendelser i RNNP som potensielt kunne ha ført til akutte utslipp for norsk sokkel i perioden 2001-2010 (per år og 3 års rullerende gjennomsnitt), normalisert over antall innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

For norsk sokkel sett under ett er det også en reduksjon i mengde olje på sjø som tilløpshendelser kunne ha ført til. De fleste slike potensielle akutte utslipp (70 % eller mer) ville vært mindre enn 1.000 tonn. Unntaket er kategorien brønnehendelser (DFU 3), som har høyere sannsynlighet for å føre til akutt utslipp over 1.000 tonn.

Figur 38 viser en oversikt over en relativ risikoindikator¹⁵ for potensielt antall akutte råoljeutslipp på norsk sokkel i perioden 2001-2010, normalisert over antall innretningsår og kategorisert etter utslippsmengde. Figuren viser at den relative risikoindikatoren for potensielt antall akutte utslipp er høyest i 2002 og 2003, etterfulgt av år 2010. Figuren viser også at 3 års rullerende gjennomsnitt av indikatoren generelt er høyere i perioden 2001-2005, enn i perioden 2006-2009, før en igjen ser en økning i 2010. Verdien i 2010 er den høyeste som er registrert siden 2004. Det er hovedsakelig brønnehendelser (DFU 3), samt lekkasjer og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledninger / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøyer / lasteslanger (DFU 9) som bidrar til høye verdier i perioden 2001-2005 og i 2010. Trendanalysen viser imidlertid at det ikke kan påvises en statistisk

¹⁵ I RNNP-AU er risikoindikatorer for tilløpshendelser med potensial til å gi akutte utslipp til sjø uttrykt på en relativ skala, på tilsvarende vis som konsumprisindeksen uttrykkes. Dette gjennomføres på den måten at verdiene i alle år omregnes ved å sette verdien for år 2005 for hele norsk sokkel (alle havområder under ett) lik 1,0. Denne "normaliseringen" (eller relativiseringen) er gjennomført for å sette trender i fokus, mens absoluttverdiene ikke har spesiell interesse.

signifikant endring for 2010 når en sammenligner med gjennomsnittet i perioden 2001-2009. Videre viser figuren at for norsk sokkel som helhet, har tilløpshendelsene som er registrert i perioden 2001-2010, i hovedsak vært hendelser med potensial for akutt utslipp i de lavere utslippskategoriene.



Figur 38: Relativ risikoinndikator for potensielt antall akutte utslipp på norsk sokkel i perioden 2001-2010 (per år og 3 års rullerende gjennomsnitt), normalisert over antall innretningsår, der indikatorverdien i 2005 er satt lik 1 (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

For Nordsjøen er hyppigheten av tilløpshendelser redusert fra 91 i 2002, til 38 i 2010. Videre har potensiell mengde råoljeutslipp som tilløpshendelser kunne ha ført til, variert i perioden 2001-2010. Den høyeste verdien ble registrert i 1999, etterfulgt av år 2000 og år 2003, mens den laveste verdien ble registrert i 2006. Verdien i 2010 er den høyeste som er registrert i perioden siden 2003. Tilløpshendelser som har potensial til å gi større utslippsvolumer, er hovedsakelig brønnhendelser (DFU 3) og tilløpshendelser knyttet til lekkasjer og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange (DFU 9).

I det følgende gjøres det noen betraktninger rundt utviklingen av de enkelte tilløpshendelsene som indikatorer for storulykkesrisiko, basert på informasjon fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

DFU 1 Prosesshendelser:

Prosesshendelser er en av hendelsestypene som gir størst bidrag til risiko for tap av liv ved storulykker. I hovedsak er dette gasslekkasjer som kan gi opphav til brann og eksplosjon. Dersom mange barrierer svikter, kan det føre til akutt oljeutslipp til sjø. Hyppigheten av prosesshendelser har økt noe de siste tre årene for sokkelen sett under ett, slik at den positive trenden som var i flere år, har stoppet opp. I perioden 2007-2009 har imidlertid denne typen tilløpshendelser ikke vært så alvorlige som de var i perioden 2004-2006, men i 2010 er det igjen registrert to alvorlige lekkasjer på henholdsvis Gullfaks B og Troll A. På denne bakgrunn kan en ikke si at antallet mulige tilløp til branner og eksplosjoner, og dermed fare for akutt oljeutslipp til sjø, er redusert. Det er ikke registrert noen antente hydrokarbonlekkasjer (>0,1 kg/s) knyttet til produksjons- og prosessanlegg på norsk sokkel siden 1992.

Dersom en sorterer hydrokarbonlekkasjene i perioden 1996-2010 på operatør, observeres det at det er signifikante forskjeller i antall lekkasjer per innretningsår mellom operatørene. Dette er en klar indikasjon på at det eksisterer et reduksjonspotensial. Ptil har bedt næringen om å ta tak i utfordringer knyttet til hydrokarbonlekkasjer og komme med konkrete tiltak som kan bidra til at utviklingen går i riktig retning.

DFU 3 Brønnehendelser:

Hyppigheten av brønnehendelser har økt noe de siste tre årene for sokkelen sett under ett, slik at den positive trenden som var i flere år, har stoppet opp. I perioden 2007-2009 har imidlertid denne typen tilløpshendelser ikke vært så alvorlige som de var i perioden 2004-2006, men i 2010 er det igjen en økning i antall brønnehendelser i kategorien "alvorlig" og "høyrisiko"¹⁶. Ptil har bedt næringen om å ta tak i utfordringene relatert til brønnehendelser og komme opp med konkrete tiltak som kan bidra til at utviklingen går i riktig retning.

DFU 5-8 Konstruksjonshendelser:

Overvåking av skipstrafikken på sokkelen blir stadig bedre. Indikatoren for skip på kollisjonskurs ble i 2004 endret slik at antallet registrerte skip på kollisjonskurs blir normalisert med antall innretninger overvåket fra overvåkingssentralen på Sandsli. Denne indikatoren viser en jevn, årvisst, nedgang fra 2002. Nivået i 2010 er lavere enn en hendelse per 1.000 overvåkingsdøgn. Dette er det laveste nivået som er registrert etter endringen i indikatoren i 2004.

Det er et lavt antall drivende gjenstander på kollisjonskurs per år. I perioden 1999-2010 har gjennomsnittet ligget rundt en hendelse per år. Det ble ikke registrert noen slike hendelser i 2010.

I 2010 var det tre registrerte kollisjoner med feltrelatert trafikk, derav en anses som alvorlig. Dette samsvarer med det relativt stabile antallet hendelser per år som har vært registrert siden 2002. Derimot har det vært en gjennomsnittlig økning i størrelse på fartøyene som har kollidert på om lag 100 tonn per år. Det eksisterer ikke nok data til å si noe om kollisjonshastigheten har endret seg.

Antall alvorlige konstruksjonsskader på produksjonsinnretninger (herunder feil på maritime systemer for flytende produksjonsinnretninger) har i perioden 2000–2010 vært 2-3 hendelser per år.

DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange:

Det har ikke vært lekkasjer fra stigerør, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, produksjonsinnretninger, lastebøyer eller lasteslange innenfor sikkerhetssonen siden 2004. I 2010 ble det registrert fire tilfeller av alvorlige skader på stigerør, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, produksjonsinnretninger, lastebøyer eller lasteslange innenfor sikkerhetssonen. Siden 1996 er det bare 2006 som har registrert et større antall skader, og det er hovedsakelig skader på stigerør som bidrar til dette tallet. Dette viser at det er viktig å opprettholde høy fokus på potensial for forbedringer innen dette området (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Betydningen av å redusere tilløp til lekkasjer fra stigerør, undervannsproduksjonsanlegg, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, lastebøyer og lasteslanger er primært at antallet mulige tilløp til branner og eksplosjoner reduseres, og dermed er fare for akutte oljeutslipp til sjø også redusert. Det bemerkes at skader som inntreffer utenfor sikkerhetssonen ikke er inkludert i RNNP, men at de inkluderes i vurderingen av akutte utslipp i RNNP-AU.

Barrieredata av betydning for å forhindre akutte utslipp

I RNNP-AU analyseres også barrieredata av betydning for å forhindre akutte utslipp basert på opplysninger om deres funksjon ved inntrufne tilløpshendelser (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Deteksjon og nedstengning fremstår som barrierefunksjoner med høy tilgjengelighet. Trykkavlastning er en barrierefunksjon med litt lavere tilgjengelighet (Ptil, Preventor & Safetec, 2011). I de fleste tilfeller med tilløpshendelser som kan utvikle seg til en utblåsning, har de barrierer som skal forhindre slik utvikling fungert som forutsatt. Unntakene er gassutblåsningen på Snorre A i 2004, og 22 tilfeller av grunn gass hendelser som har inntruffet i perioden 1999-2010. Disse grunn gass

¹⁶ Brønnehendelser registreres i kategoriene "regulære", "alvorlige" og "høyrisiko".

hendelsene inntraff under boring i ukjente reservoarer. I denne tidlige fasen av boringen er ikke de samme barrierene tilgjengelig som når en borer inn i kjente reservoarbergarter. Det bemerkes her at barrieredata i RNNP dekker både olje- og gassproduserende innretninger.

Effektivitet av barrierer som skal forhindre storulykker, har vært stabilt på et gjennomgående høyt nivå for sokkelen som helhet i perioden 2001–2010. Rapporterte data viser imidlertid at det er store variasjoner mellom innretningene når det gjelder feil på sikkerhetssystemer under test. Noen innretninger har betydelig dårligere standard enn gjennomsnittet i industrien. Det har også vært klare indikasjoner på at de innretninger som har hyppig testing, også har færre feil. Det er også innretninger som har et betydelig etterslep i gjennomføring av vedlikeholdsaktiviteter, også for sikkerhetskritisk utstyr.

RNNP-prosjektet har i 2009 og 2010 kartlagt tilstanden for styring av vedlikehold som en av de viktigste forutsetningene for å opprettholde forsvarlig teknisk tilstand. De innrapporterte data er beheftet med stor usikkerhet, men viser at det kan være store forskjeller med hensyn til graden av merking og klassifisering av systemer og utstyr, etterslep av forebyggende vedlikehold og utestående korrigerende vedlikehold. Dette gjelder også for sikkerhetskritiske systemer og utstyr.

Oppsummering – status og trender

I perioden 2001–2010 er det oppnådd en tydelig reduksjon av antall akutte råoljeutslipp på den norske kontinentsokkelen. Reduksjonen var mest markert de første årene i denne perioden, mens antall akutte utslipp deretter holdt seg stabilt i flere år. I 2010 er antallet igjen redusert, men det er for tidlig å si om dette er starten på en videre positiv utvikling.

Når det gjelder mengder olje på sjø som følge av inntrufne akutte råoljeutslipp, er det vanskelig å konkludere med en klar trend for norsk sokkel. Mengdene domineres i betydelig grad av noen få store enkeltutslipp. Fem av de seks største akutte utslippene har imidlertid skjedd de siste seks årene. Når det gjelder tilløpshendelser, er det for norsk sokkel under ett en reduksjon både i antall per år og i potensiell mengde.

Antall akutte utslipp per innretningsår er høyest i Norskehavet i hele perioden 2001-2010, med unntak av ett år. I samme periode har det vært en sterk variasjon i mengde utsluppet olje i både Nordsjøen og Norskehavet. I Barentshavet har det kun vært ett utslipp i 2001. Mye av årsaken til variasjonen i Nordsjøen og Norskehavet er store enkeltutslipp noen år, som i stor grad påvirker den totale mengde utsluppet olje. Gjennomsnittlig utsluppet mengde per innretningsår i hele perioden 2001-2010 sett under ett er høyere i Norskehavet enn i Nordsjøen. Når det gjelder tilløpshendelser, er det imidlertid kun for hendelsestypen skip på kollisjonskurs (DFU 5) det er mulig å påvise statistisk signifikante forskjeller mellom Nordsjøen og Norskehavet, da det er en høyere andel hendelser i Nordsjøen enn i Norskehavet.

Hyppigheten av brønnehendelser (DFU 3) og proseshendelser (DFU 1) har økt noe de siste tre årene for sokkelen sett under ett, slik at den positive trenden som var i flere år, har stoppet opp. I perioden 2007-2009 har imidlertid disse to typene tilløpshendelser ikke vært så alvorlige som de var i perioden 2004-2006, men i 2010 er det igjen en økning i antall brønnehendelser (DFU 3) i kategorien "alvorlig" og "høyrisiko", samt at det er registrert to alvorlige lekkasjer (på Gullfaks B og Troll A). Likevel er det et klart negativt trekk i det overordnede bildet at antallet tilløpshendelser tilknyttet proseshendelser (hovedsakelig gasslekkasjer) og brønnehendelser er de som viser økning i 2010 for sokkelen sett under ett.

Resultater fra RNNP-prosjektet viser at det er de tilsvarende trender som fremgår av analyser av brønnehendelser og proseshendelser med tanke på deres bidrag til storulykkesrisiko og deres potensial for å skade personell. Initiativer som kan snu disse negative trendene, herunder

brønnintegritetsprosjekt, Well Integrity Forum, gasslekkasjeprosjekt vil dermed tjene sikkerhet både for personell, ytre miljø og økonomiske verdier (Ptil, 2011c).

Status på og utvikling av sentrale faktorer av betydning for risiko for akutt utslipp i perioden 2001-2010

I det etterfølgende knyttes utviklingstrekkene som er beskrevet over opp mot de område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene som ble diskutert i kapittel 7. Tabell 14 gir en kort oppsummering av status på sentrale faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, samt hvordan sentrale faktorer av betydning har utviklet seg i perioden 2001-2010.

Tabell 14: Sentrale faktorer – status og endringer i perioden 2001-2010.

Sentrale faktorer	Status og endringer i perioden 2001-2010
Områdespesifikke faktorer , som for eksempel værforhold, reservoarforhold, vanddybde, rasfare, jordskjelvsfare, skipstrafikk	<ul style="list-style-type: none">• Værforholdene i Nordsjøen er godt kartlagt.• Reservoarforhold i Nordsjøen er godt kartlagt.• På noen felt er det planlagt og godkjent for nye innretninger for å ta høyde for havbunnsinnsynking.• Nordsjøen er vurdert å være langt mer kompleks som skipsfartsområde enn andre deler av norsk sokkel, slik som Norskehavet og Barentshavet / Lofoten. Det meste av Nordsjøen og Skagerrak er ikke særskilt regulert av hensyn til for eksempel petroleumsvirksomhet, og benyttes av mange skip. Flere felt overvåkes nå av trafikksentraler og for å redusere muligheten for kollisjoner.• Det er en trend at forsyningsfartøyene blir større og har bulbbaug.
Aktivitetsspesifikke faktorer , som for eksempel innretningstype og tekniske løsninger, vedlikehold og tekniske løsninger, aktivitetsnivå og operasjoner som gjennomføres på den enkelte innretning, aktører som deltar i virksomheten, måten virksomheten organiseres på	<ul style="list-style-type: none">• Flere felt og innretninger i Nordsjøen er aldrende.• Det er et behov for å fokusere på brønnintegritet i både gamle og nye brønner.• Flere nye driftsformer har blitt tatt i bruk på eksisterende felt og innretninger.• Det har vært utstrakt modifikasjonsarbeid på eksisterende felt og innretninger for blant annet å øke utvinningen fra eksisterende felt og knytte til nye små felt.• Akutte utslipp i forbindelse med kaksinjeksjon har økt betydelig.
Industrispesifikke faktorer , som for eksempel konjunktorendringer, rammebetingelser som myndighetene setter for petroleumsvirksomhet, aktørbilde, aktivitetsnivå i petroleumssektoren	<ul style="list-style-type: none">• Aktivitetsnivået på norsk sokkel har vært høyt, det har vært omfattende endringer i aktørbildet og betydelige konjunktorendringer. Disse faktorene kan ha betydning for kapasitet, kompetanse og prioriteringer med potensielt

Sentrale faktorer	Status og endringer i perioden 2001-2010
	negative konsekvenser på risikoutvikling.

Status på implementering av forskning og utvikling som er vurdert som viktige for å holde ulykkesrisiko på et lavt nivå og søke å redusere denne risiko ytterligere

Det er gjennomført en rekke forbedringsprosjekter i næringen på sentrale områder knyttet til muligheten for akutt forurensning i petroleumsvirksomheten. Dette gjelder for eksempel forbedringsprosesser tilknyttet forebygging av hydrokarbonlekkasjer, brønnintegritet, helhetlig kjemikaliestyling og fallende laster.

Granskingsrapporter, analyser og Ptils oppfølging og gjennomgang etter DwH-ulykken viser imidlertid at det er behov for forbedring og videreutvikling på en rekke områder, blant annet risikostyringsprosesser, risikokommunikasjon, endringsprosesser, vedlikehold, kompetanse, kapasitet, sikkerhetsledelse og læring av ulykker. Det er også fremhevet behov for forbedring av teknologi og operasjonelle forhold tilknyttet blant annet oljelasting, lekkasjedeteksjon på undervannsanlegg, slip joint, fleksible stigerør og kaksinjeksjon. I tillegg er det pekt på forbedringstiltak knyttet til helhetlig ivaretagelse av brønnbarrierer, overvåking av brønnbarrierer og forbedring av brønnintegriteten til midlertidig forlatte brønner (Ptil, 2011d). Det vises også til kapittel 10 og 11.

Det er i de siste årene gjennomført eller initiert FoU-aktiviteter som kan bidra til bedre risikoforståelse, bedre tilpasning av teknologi til en rekke risikopåvirkende faktorer, bedre operasjonsplanlegging og -overvåking, tidligere deteksjon av driftsavvik, raskere og mer effektiv intervensjon, forbedret tilgang til informasjon for problemløsning mv. FoU har dessuten redusert usikkerhet omkring en rekke risikopåvirkende faktorer. Det er satset på utvikling av boreteknologi, brønnkontrollteknologi, prosessteknologi, sensorteknologi, informasjons- og kommunikasjonsteknologi, materialteknologi, osv. som dekker sikkerhetsutfordringer i ulike faser, i ulike reservoarer, i ulike områder mv. Det er også startet opp prosjekter og teknologiutvikling i etterkant av DwH-ulykken med den hensikt å utvikle mer effektive løsninger for raskest mulig å kunne stanse eller avlede brønnstrømmen i tilfelle en utblåsning.

Det er indikasjoner på at det kan være et gap mellom teknologi- og kunnskapsutvikling og **bruk** av ny teknologi og kunnskap. Det vises til rapport fra Ptil / UiS / IRIS: "Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp akutte utslipp til sjø i nordområdene" (Ptil, UiS & IRIS 2010). Også Ptils rapport i etterkant av DwH-ulykken trekker frem viktigheten av langsiktighet i FoU-programmene (Ptil, 2011d). Rapporten fremhever blant annet at det bør vurderes å kartlegge i hvilken grad rammebetingelsene i tilstrekkelig grad bidrar til at en får løst større utfordringer, får gjort de store løftene eller får til de store teknologiske sprangene. I tillegg bør det vurderes hvorvidt det gjennom de rammebetingelser som gis for FoU, i større grad enn i dag kan bidra til å sikre en enklere og kortere vei fra idé til implementerte og anvendelse av gode løsninger i næringen.

Myndighetenes arbeid med seilingsleder, separering av møtende skipstrafikk, slepebåtberedskap og øvrig forbedring av sjøsikkerhet er også et positivt bidrag til sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Det bidrar blant annet til reduksjon av kollisjonsrisiko og forbedret sjøsikkerhet for skipstrafikken tilknyttet petroleumsvirksomheten.

Ptil har igangsatt RNNP-AU prosjektet for å utnytte eksisterende data for å følge opp utvikling av risiko for akutte utslipp i petroleumsvirksomheten, og dermed tilrettelegge for forbedring av

myndighetenes og næringens engasjement for å forebygge akutte utslipp fra petroleumsvirksomheten.

Oppsummering – risikoutvikling i Nordsjøen i perioden 2001-2010

Risikonivået i Nordsjøen preges av at det er mange innretninger i drift og at flere av disse er aldrende og har nådd den levetiden de opprinnelig var designet for. Norskehavet har større utfordringer knyttet til høyere trykk og større vanddyb enn hva som er tilfellet i Nordsjøen, mens Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten har utfordringer knyttet til kaldere klima med mørketid i vintersesongen. Det er likevel ikke vurdert at risikonivået i Nordsjøen er spesielt høyt.

I tillegg har enkelte sentrale faktorer som kan være av betydning for risiko for akutt utslipp til sjø endret seg i perioden 2001-2010. Det bemerkes følgende om risikoutvikling i Nordsjøen i perioden 2001-2010:

- Det at risikonivået i Nordsjøen er vurdert til å ikke være spesielt høyt betyr ikke null risiko. En slik konklusjon om risikonivået i Nordsjøen må ikke leses som at det ikke er ulykkesrisiko forbundet med petroleumsvirksomhet. En slik konklusjon betyr heller ikke at det ikke er behov for tiltak for å holde risikoen på et lavt nivå. Risikonivået er ikke en tilstand, men noe som skapes og gjenskapes kontinuerlig i hver enkel aktivitet. Risikonivået er den dynamiske resultanten av et kontinuerlig arbeid, som forutsetter en grunnleggende erkjennelse av usikkerhet, kompleksitet og dynamikk i risiko og en kontinuerlig kritisk tilnærming til forsvarsverket som er etablert for å unngå ulykker. En konklusjon om at risikonivået ikke er spesielt høyt opprettholder behov for risikohåndtering og refleksjon om teknologi- og kunnskapsutvikling for ytterligere risikoreduksjon.
- Det er høyt aktivitetsnivå i Nordsjøen sammenlignet med andre havområder på norsk sokkel. Aktivitetsnivå som risikopåvirkende faktor må imidlertid ikke tillegges overdreven vekt. Det er erfaringsmessig ikke en direkte lineær sammenheng mellom aktivitetsnivå og antall akutte utslipp eller alvorlighetsgrad av akutte utslipp. Dette fordi det er langt flere risikopåvirkende faktorer enn aktivitetsnivået som avgjør ulykkesrisikoen, fordi det skjer kontinuerlig teknologi- og kunnskapsutvikling, og fordi det som gjerne avgjør ulykkesrisiko er hvordan risiko håndteres i hver enkel aktivitet.
- Det er registrert endringer i en del sentrale faktorer av betydning for risiko for akutt utslipp til sjø i Nordsjøen i perioden 2001-2010. Dette knytter seg blant annet til at det er flere felt og innretninger i Nordsjøen som er aldrende, at flere nye driftsformer er tatt i bruk på eksisterende felt og innretninger og en endring i tekniske løsninger (eksempelvis undervannsløsninger og fjernstyring av innretninger).
- Fem av de seks største utslippene på norsk sokkel i perioden 2001-2010 har skjedd i perioden 2005-2010, det største av disse i Nordsjøen (Ptil, Preventor & Safetec, 2011). Det viser at forbedringsprosesser er nødvendige.

9.2 Risikoutvikling i perioden frem til 2030

I dette kapitlet gjøres det vurderinger knyttet til risikoutvikling i Nordsjøen i perioden frem til 2030. Det tas utgangspunkt i de område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene som er diskutert i kapittel 7. Både faktorer av betydning for om et akutt utslipp skal inntreffe, samt faktorer av betydning for omfanget av et potensielt akutt utslipp er vurdert. Som beskrevet i kapittel 6, brukes tornadodiagram for eksempelinnretningene presentert i kapittel 8 som et utgangspunkt for å kunne vurdere styrbarhet og usikkerhet knyttet til de mest sentrale faktorene for risiko for akutt utslipp til sjø. Disse tornadodiagrammene er etablert basert på vurderingene av styrbarhet og usikkerhet som er dokumentert i Vedlegg 1. Tornadodiagrammene brukes som grunnlag for å diskutere styrbarhet og usikkerhet for sentrale område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorer som påvirker risiko for et akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem mot

2030. Det presenteres også kakediagram for de ulike eksempelinnretningene for å vise hvilke hendelsestyper som er vurdert som relevante for de ulike eksempelinnretningene og i hvilken grad hver hendelsestype bidrar.

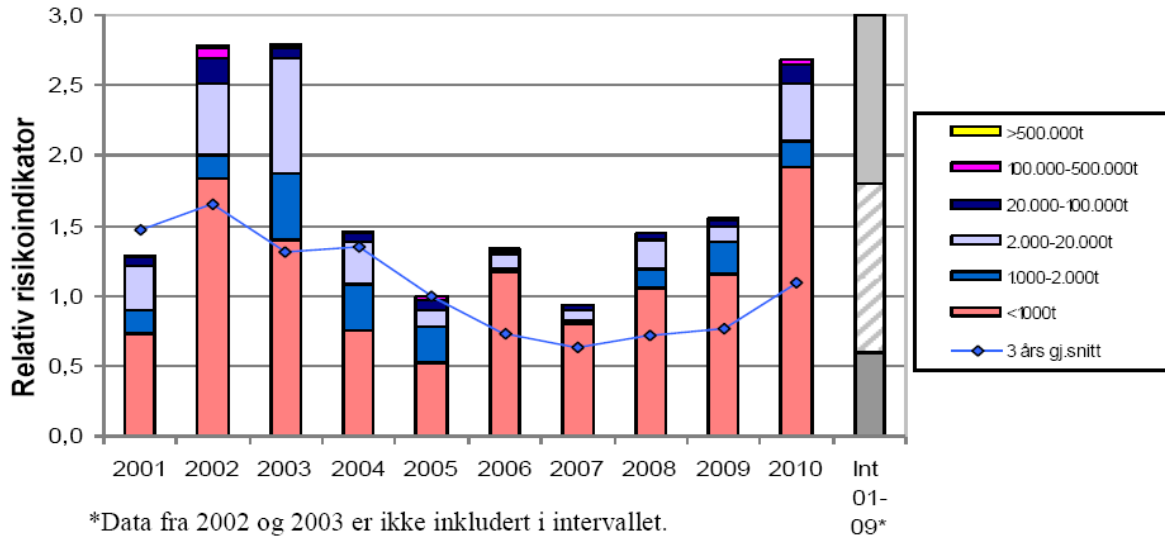
Nordsjøen regnes som et modent område i petroleumssammenheng med kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd infrastruktur. Hva som skjer i fremtiden generelt, og i 2030 spesielt, er uvisst. Både når det gjelder tekniske løsninger og driftsformer på en innretning, samt aktuelle innretningstyper, vil det være usikkerhet knyttet til hva som er gjeldende i 2030. Det er likevel trolig at i 2030 vil flere av dagens felt og innretninger være stengt ned, flere vil produsere utover forventet levetid, mens noen nye felt og innretninger vil bygges ut eller allerede satt i drift. Også gjenåpning av allerede nedstengte felt er aktuelt. Det forventes likevel at petroleumsvirksomhet i Nordsjøen i 2030 i stor grad er gitt av allerede eksisterende felt og innretninger. Totalt sett betyr dette at det er usikkerhet om forhold som er av betydning for å vurdere både om og hvor det vil bli bygd ut ny petroleumsvirksomhet, samt valg av utbyggingsløsning. Det er imidlertid viktig å bemerke at det er mye større styrbarhet av risiko for et akutt utslipp til sjø knyttet til en fremtidig utbygging enn for en eksisterende innretning.

I det følgende dekkes flere aspekter på et overordnet nivå, relatert til risiko for et akutt utslipp til sjø for noen eksempler på typiske innretninger, som ble presentert i kapittel 8. Ulike konsepter og aktiviteter vil ha ulik risiko for akutt utslipp til sjø, både når det gjelder hvilke hendelsestyper som er relevante, samt størrelser og mulighet for akutt utslipp til sjø. Risikoen for akutt utslipp til sjø vil være avhengig av svært mange risikopåvirkende faktorer og kombinasjoner av disse, som dessuten er i kontinuerlig endring. Vurderinger i denne rapporten er imidlertid knyttet til de område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene som er beskrevet i kapittel 7 og styrbarhetsvurderingene som er dokumentert i Vedlegg 1. Disse vurderingene brukes i det etterfølgende for å diskutere hvordan risiko for et akutt utslipp til sjø kan påvirkes i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem mot 2030.

For å gjøre disse vurderingene benyttes tornadodiagram for de ulike eksempelinnretningene som ble presentert i kapittel 8. Intensjonen med denne type figurer er å illustrere hvordan de område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorene er vurdert i forhold til to aspekter: styrbarhet og usikkerhet. For en beskrivelse av metode for hvordan fremstilling i tornadodiagrammer har fremkommet, samt en beskrivelse av hvordan tornadodiagrammer skal forstås, se kapittel 6.5. Vurderingene av de ulike forholdenes styrbarhet og usikkerhet er dokumentert i Vedlegg 1.

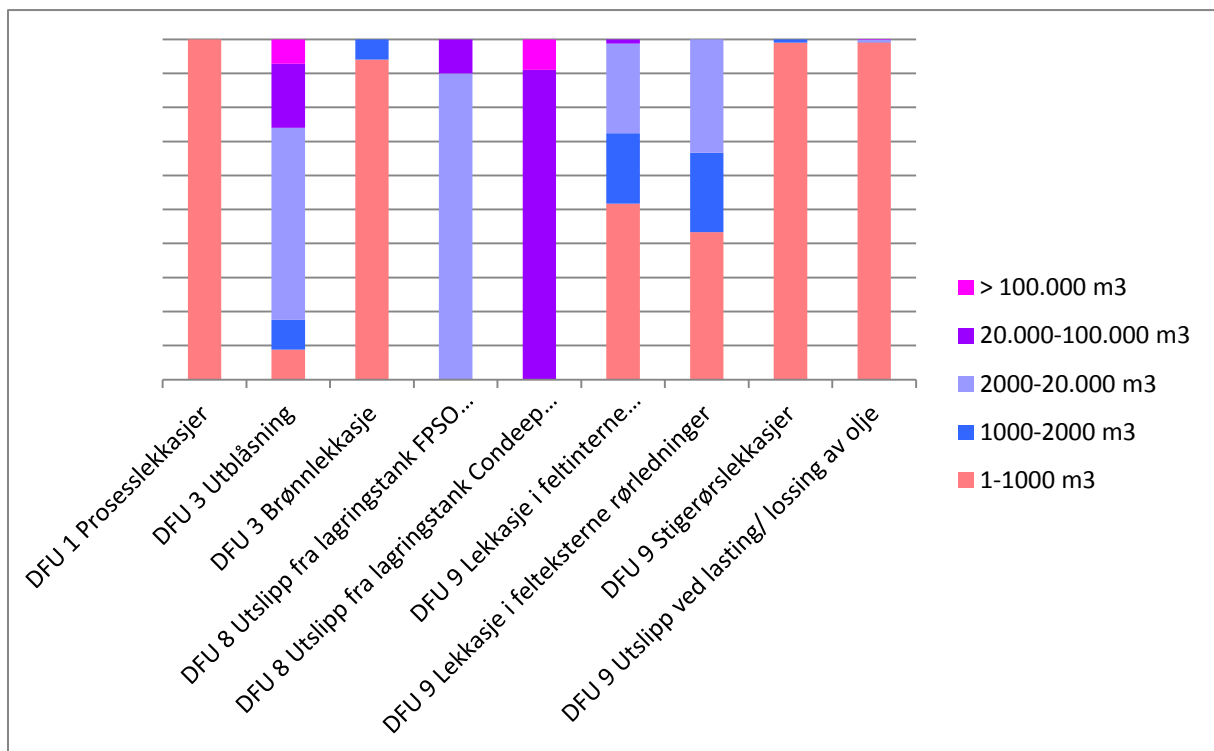
Figur 39 viser potensielt antall akutte utslipp på norsk sokkel som helhet (Ptil, Preventor & Safetec, 2011). Som figuren viser er det flest antall potensielle akutte utslipp på norsk sokkel i utslippskategori < 1.000 tonn. Imidlertid er det i det følgende valgt å ta utgangspunkt i og presentere resultater for utslippskategorien 2.000-20.000 tonn. Dette siden denne utslippskategorien er den nest største kategorien og at det er ønskelig å fokusere på de større hendelsene og faktorene som påvirker disse.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 39: Relativ risikoindikator (per år og 3 års rullerende gjennomsnitt) for potensielt antall akutte utslipp på norsk sokkel, normalisert over antall innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2011).

Figur 40 viser fordelingen for de ulike hendelsestypene i de ulike mengdekategoriene (Proactima, 2012b). Som figuren viser er det store variasjoner i mengde som potensielt kan slippe ut for de ulike hendelsestypene. DFU 3 utblåsning og DFU 8 Utslipp fra lagringstanker (FPSO og Condeep med lagring) som følge av kollisjon er vurdert å kunne resultere i de største utslippskategoriene. Lekkasje i rørledninger (både feltinterne og felteksterne) er vurdert å kunne resultere i utslipp opp til 20.000 m³. DFU 1 Prosesslekkasjer, DFU 3 brønnlekkasje, DFU 9 stigerørlekkasjer og DFU 9 Utslipp ved lastning / lossing av olje er vurdert til å i hovedsak kunne resultere i utslipp i størrelsesorden 1- 1.000 m³.



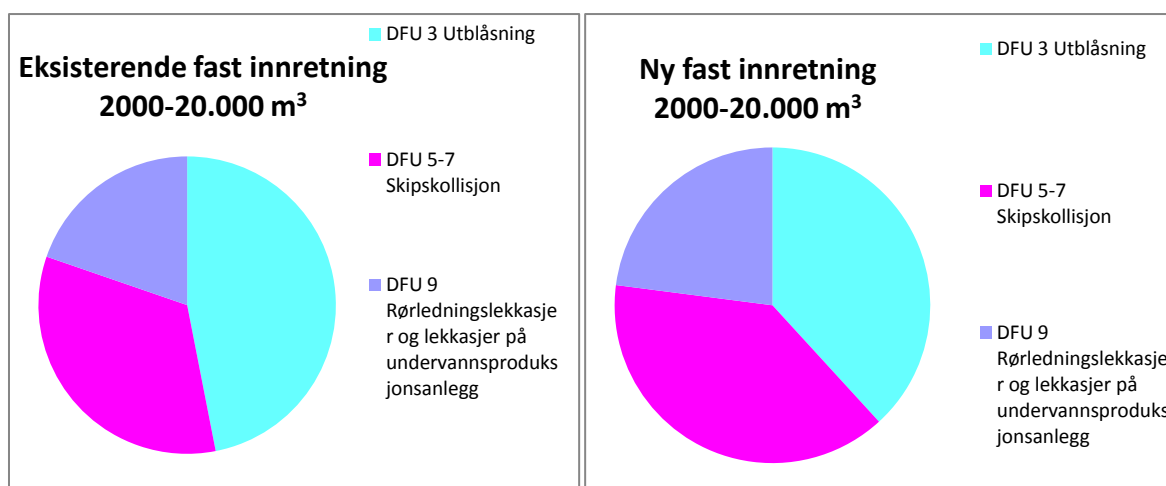
Figur 40: Fordeling i mengdekategorier for de ulike hendelsestypene (Proactima, 2012b).

Mengde som potensielt kan slippe ut ved et akutt utslipp må sees i sammenheng med de tiltakene som kan iverksettes for å redusere risiko for akutt utslipp til sjø. Tiltak som kan bidra til å redusere omfanget av et akutt utslipp, og dermed bidra til en forskyvning i mengdekategoriene illustrert i figuren over, vil være fordelaktige. Det betyr at det vil være mest hensiktsmessig å fokusere på tiltak knyttet til de hendelsestypene som har potensial for utslipp av de største mengdene.

Ny teknologi vil kunne tilføre løsninger som kan bidra til å redusere omfanget av eksempelvis en brønnlekkasje. Det kan typisk være ny type BOP-ventil som i samme operasjon skjærer og forseglar brønnen slik at mengde olje som kan slippe ut begrenses, eller et varslingsystem som kombinerer ulike sensorteknologier for raskere å kunne avdekke og håndtere situasjonen for å begrense mengden av et akutt utslipp.

For rørledninger vil et eksempel på et slikt mengdebegrensende tiltak være å installere havbunnsventiler på rørledninger (SSIVer). Ved en eventuell uønsket hendelse kan denne ventilen stenges og mengden olje som potensielt kan slippe ut vil reduseres.

Risikobeskrivelse og sammenligning av en eksisterende fast innretning og en ny fast innretning - 2030



Figur 41: Sektordiagram som viser hvilke hendelsestyper som potensielt kan bidra til akutt utslipp til sjø innenfor utslippskategorien 2.000 – 20.000 tonn for en eksisterende fast innretning og for en ny fast innretning.

Figur 41 viser hvilke hendelsestyper som potensielt kan gi bidrag til akutt utslipp innenfor utslippskategorien 2.000 – 20.000 tonn for henholdsvis en eksisterende fast innretning og en ny fast innretning. Som figuren viser er risiko for akutt utslipp til sjø for faste innretninger først og fremst knyttet til utblåsning, skipskollisjon eller rørledningslekkasjer. Bidraget fra utblåsning er i hovedsak knyttet til produksjon og brønnoverhaling, basert på antagelsene som ligger til grunn for de ulike eksempelinnretningene.

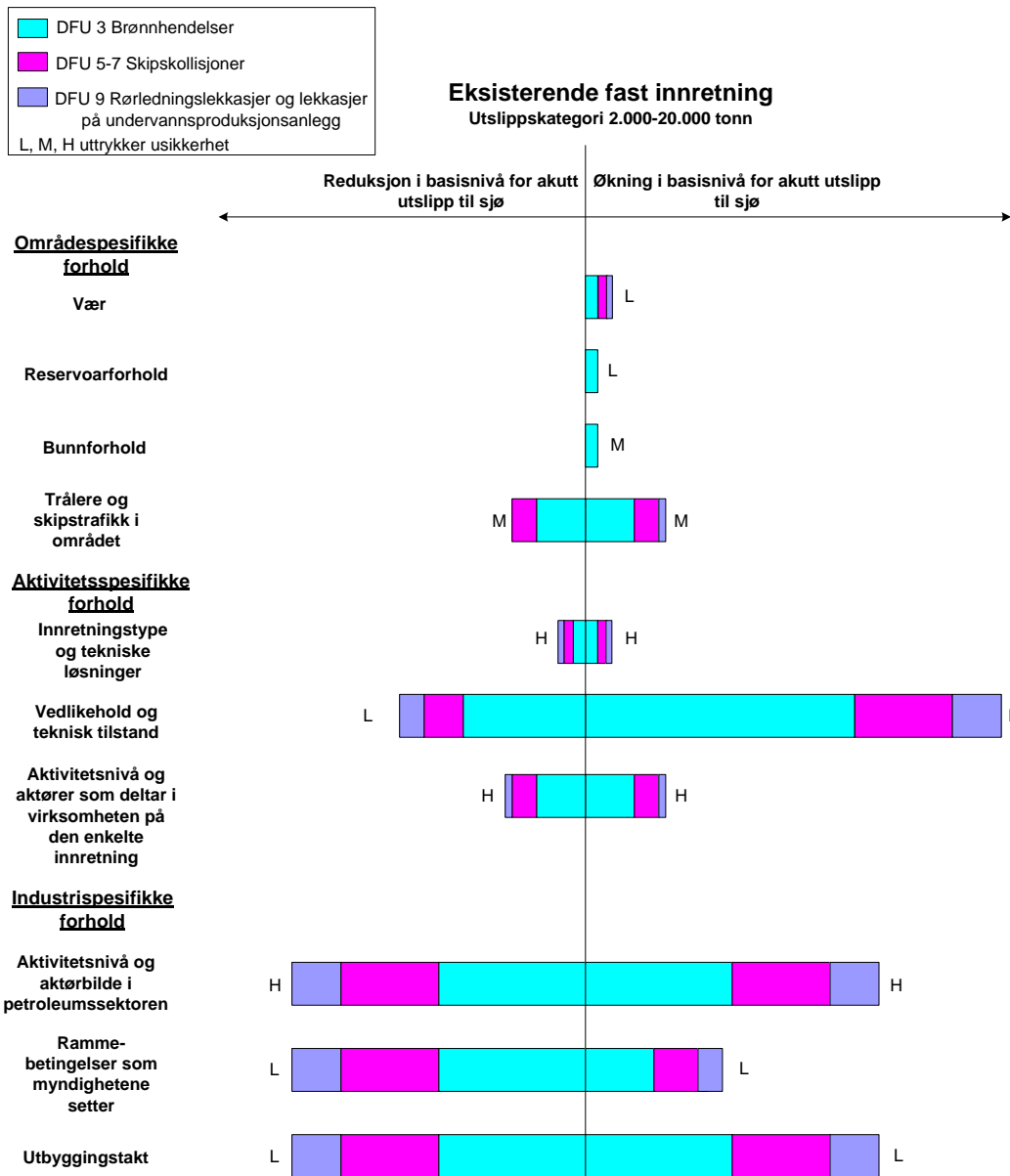
Forskjellen mellom hendelsestypene som bidrar til risiko for akutt utslipp til sjø for en eksisterende og en ny fast innretning er knyttet til hendelsestypen utblåsning. Dette kan forklares med at det for en eksisterende innretning vil være økt behov for vedlikehold, brønnoverhaling, etc. enn for en ny utbygging. Forskjellene mellom en eksisterende fast innretning og en ny fast innretning kunne vært enda større ettersom forskjeller i teknologi, etc. mellom en eksisterende og en ny innretning ikke reflekteres i diagrammene over.

DFU 1 prosesslekkasjer og DFU 9 stigerørlekkasjer er også relevante hendelsestyper for faste innretninger, men fremkommer ikke i figurene over ettersom dette er hendelser som ofte resulterer i en lavere utslippskategori enn den som er presentert i figuren over.

Risikobildet - justert i forhold til område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorer

Eksisterende fast innretning

Figur 42 viser tornadodiagram for potensielle akutte utslipp i kategorien 2.000-20.000 tonn for en eksisterende fast innretning. Risiko for akutt utslipp til sjø for faste innretninger først og fremst knyttet til utblåsning (brønnhendelser), skipskollisjon eller rørledningslekkasjer. Bidraget fra utblåsning er i hovedsak knyttet til produksjon og brønnoverhaling, basert på antagelsene som ligger til grunn for eksempelinnretningen.



Figur 42: Vurderinger av styrbarhet og tilhørende usikkerhet for faktorer av betydning for risikoen for akutt utslipp for en eksisterende fast innretning i 2030.

Figur 42 viser at det er ulike forhold som potensielt kan påvirke risikonivået både i positiv og negativ retning, avhengig av hensiktsmessigheten av tiltak som besluttet iverksatt for å håndtere de enkelte risikopåvirkende faktorene. Dersom gode beslutninger fattes vil risikonivået kunne reduseres, men dersom det gjøres uheldige valg, vil også risikonivået kunne økes sammenlignet med referansenivået.

Figuren viser at det er vurdert at faktoren "vedlikehold og teknisk tilstand" vil utgjøre størst påvirkning i negativ retning sett opp mot referansenivået for en eksisterende fast innretning. Viktige forhold knyttet til vedlikehold og tekniske tilstand er aldri, levetidsforlengelse, haleproduksjon og brønnintegritet/ brønnkontroll, og er vurdert til å være viktig for risikoen for akutt utslipp til sjø.

Mangelfullt vedlikehold kan være en direkte årsak til alvorlige hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø. For eldre innretninger som gjennomgår aldringsprosesser vil kompensierende tiltak som kan innebære operasjonelle begrensninger, modifikasjoner eller mer vedlikehold, kunne bli nødvendig for å opprettholde forsvarlig virksomhet. Behov for å utvinne rester i gamle reservoar, aldrende brønner og krevende brønner og innretninger på havbunnen er med på å gi økende kompleksitet i brønnene som bores, og det er derfor viktig å sørge for en god teknisk tilstand på brønnene og barrierene som skal hindre at uønskede hendelser kan inntreffe.

Som Figur 42 viser er det vurdert at faktoren "aktivitetsnivå og aktørbyrde i petroleumssektoren" kan utgjøre stor forskjell i både positiv og negativ retning. Et høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel som følger av for eksempel høy leteaktivitet, mange felter i produksjon, mye vedlikeholds- og modifikasjonsaktiviteter, og mange samtidige feltutbygginger, kan påvirke faren for akutt utslipp i negativ retning for området samlet sett. Flere aktiviteter i et område kan imidlertid også gi sikkerhetsmessige fordeler, ved for eksempel å styrke tilgang til ressurser som på kort varsel kan settes inn for å håndtere fare- og ulykkessituasjoner. Høyt aktivitetsnivå vil også gi økt erfaring og kompetanse i industrien, og det er vurdert å være viktig å tilrettelegge for sammenhengen mellom læring / erfaring og aktivitet / produksjon for å redusere risikoen for akutt utslipp til sjø.

Som figuren over viser er vurdert at faktoren "rammebetingelser som myndighetene setter for petroleumsvirksomheten" kan utgjøre forskjell, størst i positiv retning. Hvilke rammebetingelser som settes fra myndighetenes side, kan påvirke risikoen for akutt utslipp i alle faser av petroleumsvirksomheten. Rammebetingelser kan eksempelvis relateres til hvordan petroleumsvirksomheten planlegges og gjennomføres, eller mer spesifikt til bruk av teknisk utstyr, valg av utbyggingsløsning osv. Dette kan også relatere seg til hvem som blir operatør og rettighetshavere ved tildeling av nye lisenser. I lys av DwH-ulykken kan det komme internasjonale rammebetingelser som norsk petroleumsvirksomhet blir nødt til å forholde seg til. Det er imidlertid ikke gitt at slike rammebetingelser er i tråd med hvordan det norske HMS-regelverket er bygget opp, og i verste fall kan fremtidige internasjonale rammebetingelser ha en negativ effekt på risikoen for akutt utslipp til sjø.

Som Figur 42 viser er det vurdert at også faktoren "utbyggingstakt" kan utgjøre stor forskjell i både positiv og negativ retning. Utbyggingstakten kan påvirke risikoen for akutt utslipp i positiv retning ved eksempelvis å øke kompetanse, redusere usikkerhet og øke tilgang til ressurser for raskere å håndtere faresituasjoner. Utbyggingstakten kan imidlertid også påvirke risikoen for akutt utslipp negativt ved for eksempel å legge press på tilgang til erfarent personell og andre sikkerhetskritiske ressurser. Hvor raskt nye felt bygges ut vil for eksempel kunne påvirke tilgjengeligheten på ressurser, tilgjengeligheten av tekniske løsninger og mangel på erfaring til eventuelt å kunne dra erfaring fra det ene utbyggingsprosjektet til det neste. Tiltak kan være at myndighetene legger føringer for petroleumsvirksomheten, eksempelvis i form av hvor raskt nye lisenser tildeles eller ved at det legges begrensninger på bruk av standardiserte løsninger. Næringen har også et stor handlingsrom i form av beslutninger næringen selv tar relatert til for eksempel hvor raskt nye felt bygges ut sett opp mot tilgjengelighet av ressurser.

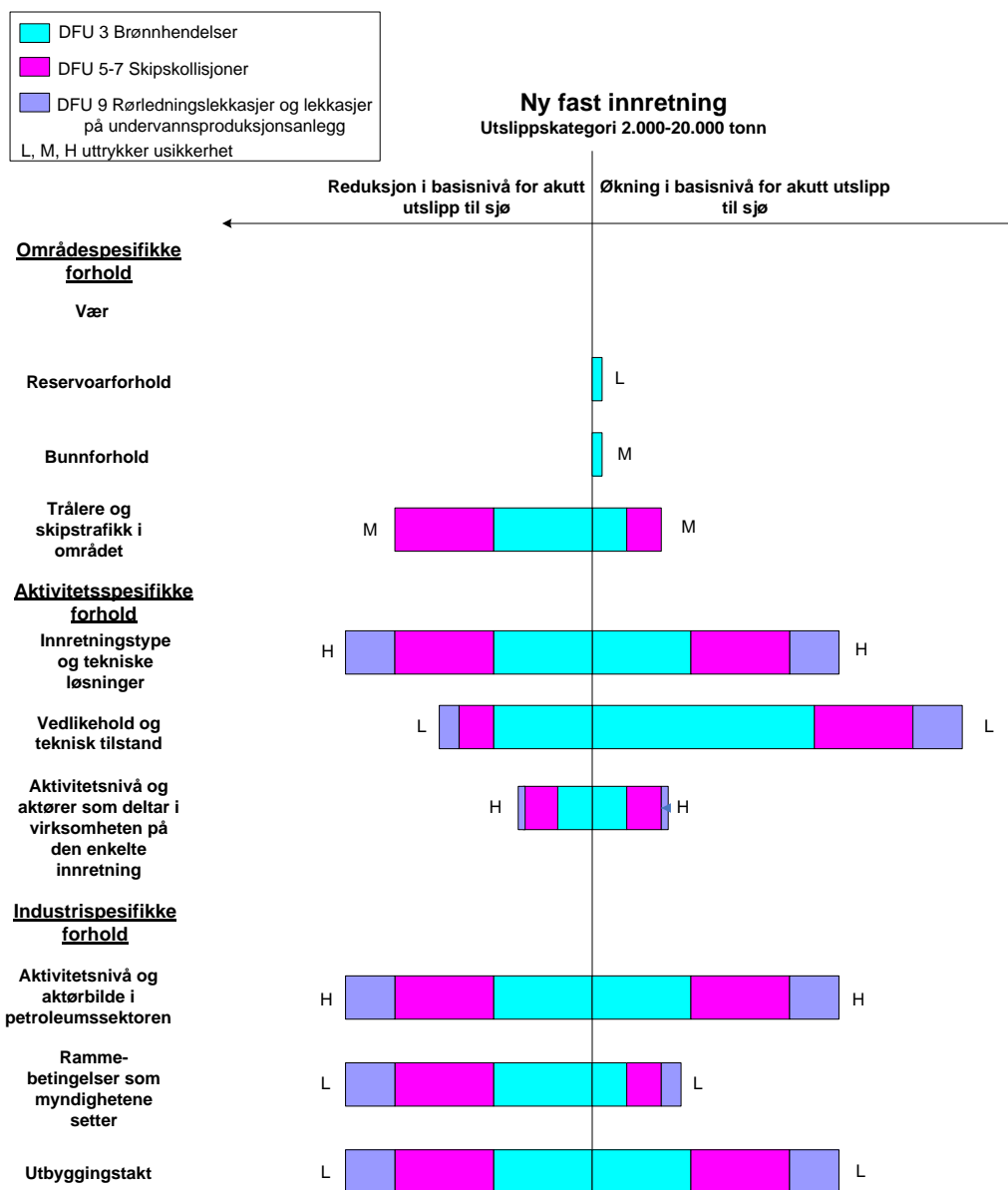
Det er også vurdert at faktorene "aktivitetsnivå og aktører som deltar i virksomheten de på enkelt innretning" og "trålere og skipstrafikk i området" kan utgjøre noe forskjell i både positiv og negativ retning. Viktige tiltak for å holde kollisjonsrisikoen lavest mulig er det maritime regelverket og forbedring av sjøsikkerheten, HMS-regelverket og teknologiutvikling.

Som figuren over viser er det vurdert at de områdespesifikke faktorene "vær", "reservoarforhold" og "bunnforhold" vil utgjøre liten forskjell i negativ retning for en eksisterende fast innretning. Denne vurderingen innebærer ikke i hvilken grad en kan påvirke eller styre disse faktorene (for eksempel vind og bølger), men i hvilken grad en med beslutninger relatert til teknisk utforming, måten en velger å gjennomføre ulike aktiviteter på osv. er i stand til å håndtere de områdespesifikke faktorene.

Disse faktorene regnes for å være godt kjent og det er ikke noe som tilsier at det vil bli drastiske endringer i perioden frem til 2030. For eksisterende innretninger er det imidlertid vurdert at det er disse faktorene kan utgjøre små forskjeller i negativ retning ettersom innretningene ikke nødvendigvis er fullt ut dimensjonert for fremtidige innretninger eller innsynking av havbunnen. Nye innretninger kan derimot designes for å ta høyde for eksempelvis innsynking av havbunnen eller klimaendringers prognoser og det er derfor vurdert at faktorene verken vil øke eller redusere muligheten for akutt utslipp til sjø sammenlignet med referansenivået.

Ny fast innretning

Figur 43 viser tornadodiagram for potensielle akutte utslipp i kategorien 2.000-20.000 tonn for en ny fast innretning. Risiko for akutt utslipp til sjø for faste innretninger først og fremst knyttet til utblåsning (brønnehendelser), skipskollisjoner eller rørledningslekkasjer. Bidraget fra utblåsning er i hovedsak knyttet til produksjon og brønnoverhaling, basert på antagelsene som ligger til grunn for eksempelinnretningen.



Figur 43: Vurderinger av styrbarhet og tilhørende usikkerhet for faktorer av betydning for risikoen for akutt utslipp for en ny fast innretning i 2030.

Som Figur 42 og Figur 43 viser er det vurdert at noen av faktorene vil utgjøre lik forskjell i forhold til referansenivået for en eksisterende fast innretning og en ny fast innretning. I det etterfølgende diskuteres derfor bare det som er vurdert å være forskjeller mellom en eksisterende fast innretning og en ny fast innretning.

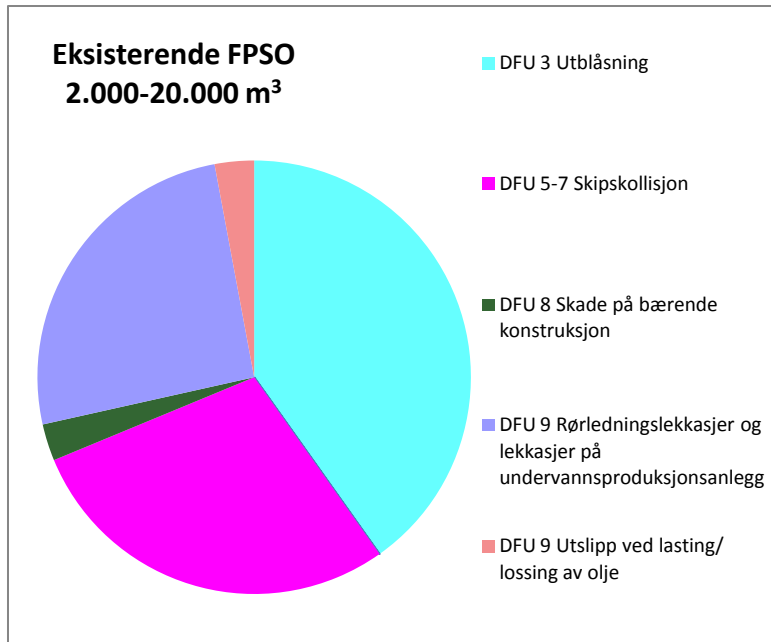
For eksisterende innretninger er det vurdert at faktoren "vedlikehold og teknisk tilstand" kan utgjøre en større forskjell i forhold til referansenivået enn for nye innretninger. Dette da betydningen av vedlikehold vil kunne være av større betydning for en eksisterende innretning da manglende kvalitet i vedlikeholdet raskere vil kunne resultere i en uønsket hendelse eller at konsekvensene av manglende vedlikehold kan bli større.

Som figurene over viser er det vurdert at faktoren "Innretningstype og tekniske løsninger" kan utgjøre en større forskjell i både positiv og negativ retning for en ny fast innretning enn for en eksisterende fast innretning. Dette siden man ved utbygging og design av nye innretninger kan påvirke utforming og valg av tekniske løsninger tidlig og dermed risikoen for akutt utslipp til sjø på en helt annen måte enn hva man kan for eksisterende innretninger der tekniske løsninger, design og utforming i stor grad gitt. Ved å foreta gode valg når det gjelder konseptløsning og teknisk utstyr for en fremtidig undervannsløsning, er det vurdert at en kan redusere risikoen for akutt utslipp betraktelig. På den annen side er det også mulig å få et høyere risikonivå, sammenlignet med sokkelen for øvrig, dersom det ikke gjøres gode valg for å styre risikonivået.

Eksempelvis er det en rekke nye teknologier under utvikling som kan redusere risikoen for en utblåsning. Et eksempel på teknologi som er under utvikling, er et verktøy som borer seg ned og fester seg i havbunnen, og dermed tilrettelegger for boring fra havbunnen uten boreinnretning. Denne teknologien reduserer påvirkning av værforholdene på boreoperasjonen og har ambisjoner om å redusere muligheten for hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø. Et eksempel på et mengdereduserende tiltak er en ny type utblåsningssikringsventil (BOP) som både skjærer og forsegler brønnen i én operasjon. Denne teknologien vil kunne redusere mengden olje som eventuelt slippes til sjø til et minimum, og dermed også redusere muligheten for en større ukontrollert utblåsning. En annen teknologi som er under utvikling, går ut på å bygge en sikkerhetstank rundt en borelokasjon slik at et potensielt akutt utslipp samles opp. Et annet mengdereduserende tiltak er tiltak for å redusere utblåsningsraten, for eksempel ved å bore med redusert diameter i kritiske faser av boreoperasjonen.

Det er også vurdert at faktoren "trålere og skipstrafikk i området" kan utgjøre noe mer forskjell i positiv retning for nye innretninger. Dette henger sammen med at nye innretninger kan designes til eksempelvis å motstå kollisjon med større fartøy og fartøy med bulbbaug.

Risikobeskrivelse av en eksisterende FPSO - 2030



Figur 44: Sektordiagram som viser hvilke hendelsestyper som potensielt kan bidra til akutt utslipp til sjø innenfor utslippskategorien 2.000 – 20.000 tonn for en eksisterende FPSO

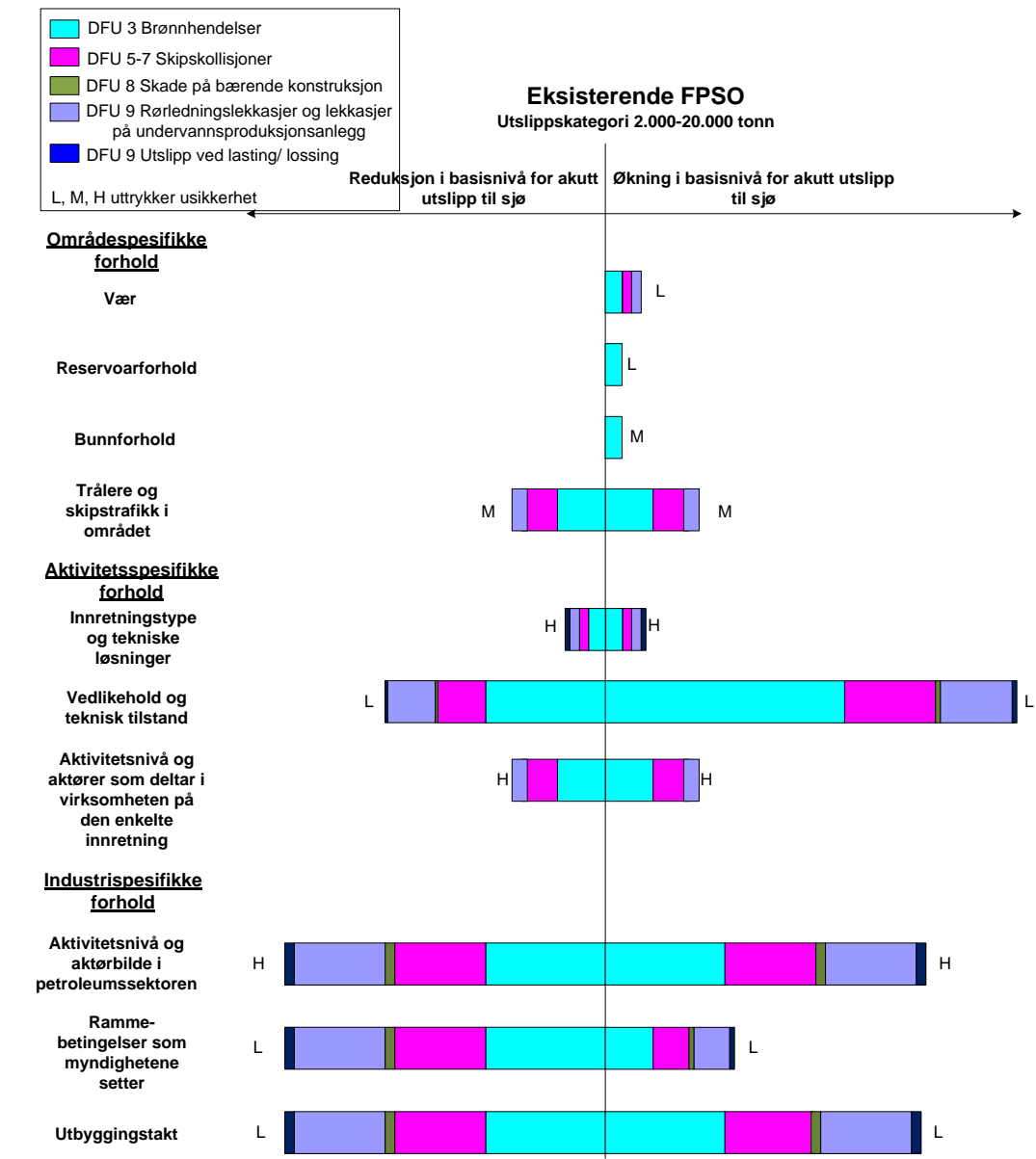
Figur 44 viser at muligheten for akutt utslipp til sjø fra en eksisterende FPSO først og fremst er knyttet til utblåsning, skipskollisjon (utslipp fra lagringstanker) og rørledningslekkasjer og lekkasjer på undervannsproduksjonsanlegg. Bidraget til utblåsning er først og fremst knyttet til produksjon og brønnintervensjoner basert på antakelsene som er lagt til grunn for eksempelinnretningen.

Konseptet FPSO kjennetegnes også av stigerør som forbinder innretningen med brønnrammer på havbunnen, og av lossing av olje over i tankskip til havs. Utslipp ved lasting/lossing av olje gir ikke et stort bidrag i Figur 44, noe som skyldes at denne hendelsestypen er vurdert i hovedsak å føre til utslipp av mindre omfang (i kategorien < 1.000 tonn).

Risikobildet - justert i forhold til område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorer

Figur 45 viser et tornadodiagram for potensielle akutte utslipp i kategorien 2.000-20.000 tonn for en eksisterende FPSO. Risiko for akutt utslipp til sjø fra en FPSO er først og fremst er knyttet til utblåsning (brønnehendelser), skipskollisjon (utslipp fra lagringstanker) og rørledningslekkasjer og lekkasjer på undervannsproduksjonsanlegg. Bidraget til utblåsning er først og fremst knyttet til produksjon og brønnintervensjoner basert på antakelsene som er lagt til grunn for eksempelinnretningen.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 45: Vurderinger av styrbarhet og tilhørende usikkerhet for faktorer av betydning for risikoen for akutt utslipp for en eksisterende FPSO i 2030.

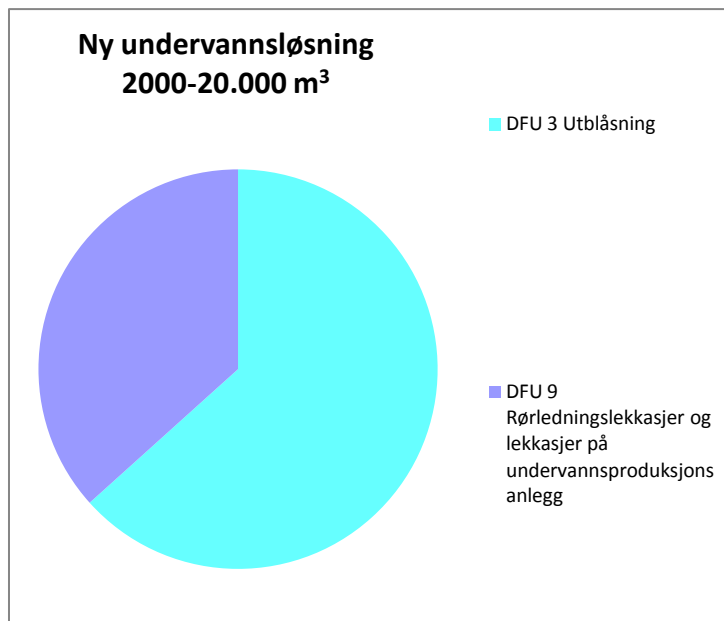
Figur 45 viser at risikobildet for akutt utslipp til sjø for en eksisterende FPSO først og fremst kan påvirkes ved å innføre tiltak som påvirker de samme faktorene som for en eksisterende fast innretning, ref. Figur 42. I det etterfølgende diskuteres derfor faktorer som er vurdert å være viktige for en FPSO.

For en FPSO vil det være viktig å ha fokus på ny teknologi og nye prosedyrer for lastning / lossing av olje. Det vil være mulig å gjøre teknologiske og operasjonelle valg som kan påvirke risiko for akutt utslipp til sjø. Et eksempel er valg av løsning for lastning og lossing av olje, et område der det for tiden foregår teknologisk og operasjonell utvikling, blant annet som følge av læring etter gransking fra et alvorlig akutt utslipp på Statfjord A i desember 2007 og en lignende hendelse på Draugen i januar 2008.

For en FPSO er det også vurdert at faktoren "trålere og skipstrafikk i området" kan utgjøre noe forskjell i både positiv og negativ retning. Muligheten for kollisjon mellom fartøy og innretning kan føre til utslipp av oljen som befinner seg i én eller to celler i lagringstanken. En flytende

produksjonsenhet kan være utsatt for kollisjon med skip som skal til og fra feltet, men vil også være utsatt i forhold til generell skipstrafikk i området der innretningen er lokalisert. Viktige tiltak for å holde kollisjonsrisikoen lavest mulig er det maritime regelverk og forbedring av sjøsikkerheten, samt HMS-regelverket og teknologiutvikling i petroleumsvirksomheten. Det er også mulig å iverksette relevante tiltak for å redusere mengden utslipp ved et eventuelt sammenstøt, for eksempel doble skrog, inndeling av tanken i celler og størrelsen på disse med mer.

Risikobeskrivelse av en ny undervannsløsning - 2030



Figur 46: Sektordiagram som viser hvilke hendelsestyper som potensielt kan bidra til akutt utslipp til sjø innenfor utslippskategorien 2.000 – 20.000 tonn for en ny undervannsløsning.

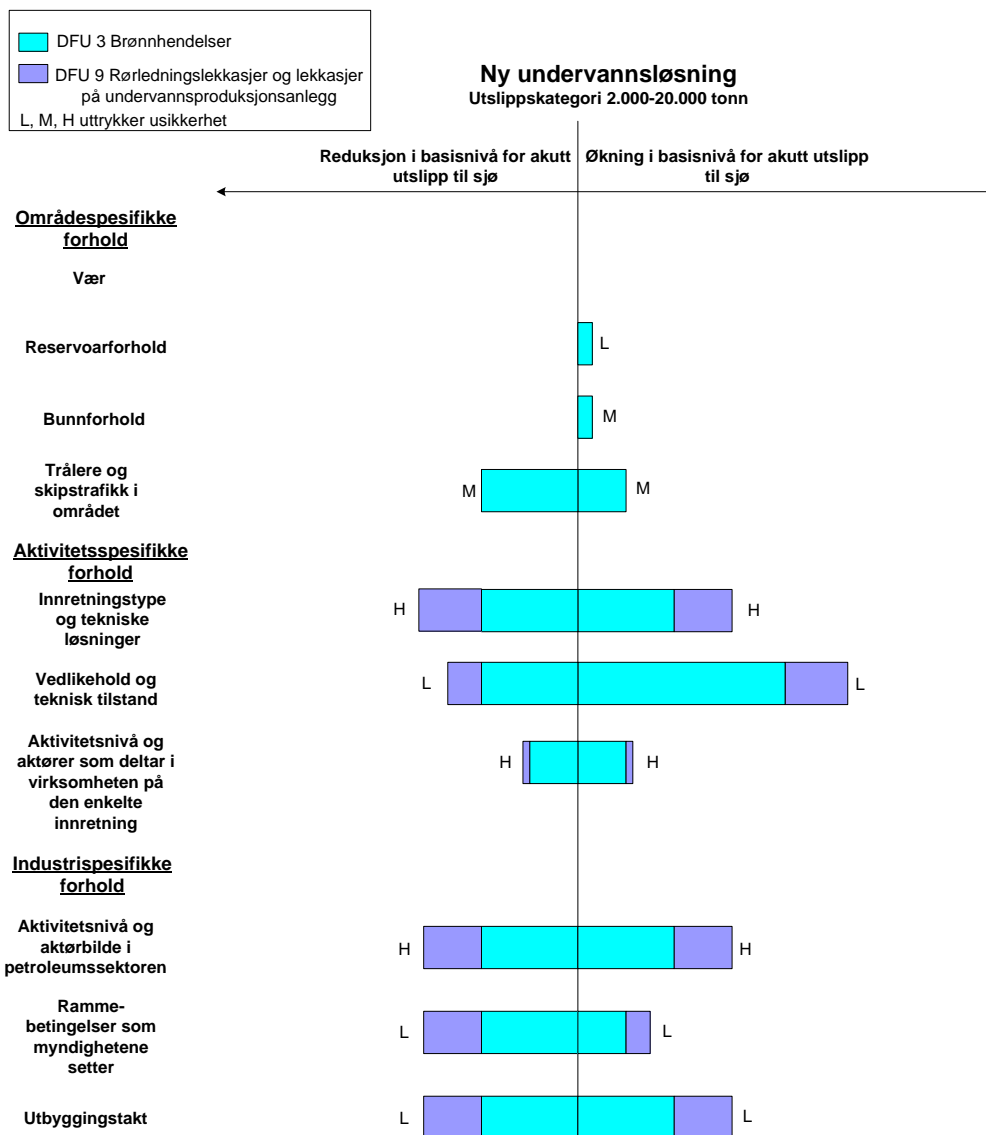
Figur 46 viser at muligheten for akutt utslipp til sjø for en ny undervannsløsning vil komme fra en utblåsning eller en lekkasje i feltinterne rørledninger.

Det finnes en rekke satelittfelter på norsk sokkel der brønnstrømmen føres inn til en plattform for prosessering. Dette er imidlertid over relativt korte avstander. Når det gjelder transport av useparert brønnstrøm over lange avstander, er det fortsatt behov for kunnskapsutvikling.

Risikobildet - justert i forhold til område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorer

Figur 47 viser et tornadodiagram for potensielle akutte utslipp i kategorien 2.000-20.000 tonn for en ny undervannsløsning. Risiko for akutt utslipp til sjø for en ny undervannsløsning vil komme fra en utblåsning (brønnhendelse) eller en lekkasje i feltinterne rørledninger.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 47: Vurderinger av styrbarhet og tilhørende usikkerhet for faktorer av betydning for risiko for akutt utslipp for en ny undervannsløsning i 2030.

Figur 47 viser at risikobildet for akutt utslipp til sjø for en ny undervannsløsning først og fremst kan påvirkes ved å innføre tiltak som påvirker de samme faktorene som for en eksisterende fast innretning, ref. Figur 42. I det etterfølgende diskuteres derfor faktorer som er vurdert å være viktige for undervannsløsninger.

For en ny undervannsløsning er det vurdert at faktoren "innretningstype og tekniske løsninger" kan utgjøre stor forskjell i både positiv og negativ retning. Ved å foreta gode valg når det gjelder konseptløsning og teknisk utstyr for en fremtidig undervannsløsning, er det vurdert at en kan redusere muligheten for akutt utslipp betraktelig. På den annen side er det også mulig å få et høyere risikonivå, sammenlignet med sokkelen for øvrig, dersom det ikke gjøres gode valg for å styre risikonivået.

For en undervannsløsning er det viktig med blant annet pålitelige tekniske løsninger for deteksjon av lekkasjer i utstyr og rørledninger på havbunnen for å avdekke et potensielt akutt utslipp til sjø. I tillegg er robuste løsninger for drift og vedlikehold viktig, idet vedlikehold krever bruk av intervensjonsfartøy eller -innretning og dermed er utsatt for vær og vind.

Det er også vurdert at faktoren "trålere og skipstrafikk i området" kan utgjøre noe forskjell i både positiv og negativ retning. Det er mulig å iversette tiltak som gjør rørledningene mindre sårbare for skipsaktivitet, for eksempel tråling, fiskeri og ankring. Dette kan være teknologiske løsninger som eksisterer i dag, eller det kan være tiltak for å stimulere til ytterligere teknologisk utvikling på området. Tiltakene kan også være av operasjonell art (rutiner, prosedyrer osv.).

9.3 Oppsummering av samlet vurdering og fremstilling av sentrale faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030

Antatte endringer i sentrale faktorer frem mot 2030

Endringer i sentrale faktorer som er vurdert å påvirke risiko for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem mot 2030 presenteres i følgende tabell.

Tabell 15: Sentrale faktorer – antatte endringer frem mot 2030.

Sentrale faktorer	Antatte endringer i perioden frem til-2030
Områdespesifikke faktorer , som for eksempel værforhold, reservoarforhold, vanddybde, bunnforhold, rasfare, jordskjelvsfare, skipstrafikk	<ul style="list-style-type: none">• Det forventes noe høyere temperatur og noe mer nedbør som igjen kan medføre noe mer ekstremvær.• Det forventes at reservoartrykket vil avta etter hvert som et felt produserer. Det vurderes ikke som spesielt sannsynlig å finne nye felt med høyere reservoartrykk, andre -egenskaper eller -størrelse. utfordringer relatert til sand- og vannproduksjon kan imidlertid øke for modne felt.• Havbunnsinnsenkning, særlig i sørlige del av Nordsjøen, forventes fremdeles å være en relevant faktor.• Skipstrafikk forventes å øke.• Forsyningsfartøylene forventes å bli større, med mer bruk av bulbbaug.• Tiltak for å forbedre sjøsikkerheten (overvåking og innføring av regulering av skipstrafikken) kan kompensere for de negative effektene av økt skipstrafikk.
Aktivitetsspesifikke faktorer , som for eksempel innretningstype og tekniske løsninger, vedlikehold og tekniske løsninger, aktivitetsnivå og operasjoner som gjennomføres på den enkelte innretning, aktører som deltar i virksomheten, måten virksomheten organiseres på	<ul style="list-style-type: none">• Aktiviteter i området og oppfølging av helhetlig økosystembasert forvaltningsplan for området antas å redusere usikkerhet omkring aktivitetsspesifikke faktorer og øke næringens kompetanse til å forebygge ulykker.• Flere felt og innretninger vil være aldrende. Det forventes at noen av dagens felt og innretninger vil være stengt ned, mens andre felt vil fortsette å produsere utover forventet levetid. Også gjenåpning av allerede nedstengte felt er aktuelt.

Sentrale faktorer	Antatte endringer i perioden frem til-2030
	<ul style="list-style-type: none">• Det forventes økt bruk av nye driftsformer, på både eksisterende og nye innretning.• Det forventes at flere mindre felt vil bygges ut med undervannsløsning og knyttes opp til eksisterende infrastruktur. Bruk av standardiserte "fast-track" løsninger forventes brukt i større grad.• Også bruk av nye typer konsepter som består av mindre og enklere innretninger forventes å øke.• utfordringer relatert til vedlikehold av aldrende innretninger forventes å øke.• Det forventes endringer i organisering av virksomheten, som følge av nye driftsformer eller for eksempel ved store fusjoner, tilbud om tidligpensjon og innføring av vedlikeholdsteam som roterer på innretningene.
<p>Industrispesifikke faktorer, som for eksempel konjunktorendringer, rammebetingelser som myndighetene setter for petroleumsvirksomhet, aktørbilde, aktivitetsnivå i petroleumssektoren</p>	<ul style="list-style-type: none">• Aktivitetsnivået på norsk sokkel forventes å være høyt også i tiden fremover. Dette gjør at utfordringer tilknyttet tilgang til kapasitet og kompetanse vil fortsette å være relevant.• Det er naturlig å forvente fortsatt endringer i aktørbildet og konjunktorendringer. Gitt kunnskapsutvikling omkring konsekvenser av industrispesifikke faktorer antas det redusert usikkerhet tilknyttet håndtering av disse risikofaktorer.• Myndighetsstyrte rammebetingelser og oppfølging forventes å utvikles i takt med teknologi- og kunnskapsutvikling og forvaltningens økende kompetanse med hensyn til helhetlig økosystembasert forvaltning av risiko i området på tvers av sektorene.• Det er usikkerhet relatert til om internasjonale aktører vil påtvinge endringer i de myndighetsstyrte rammebetingelsene i lys av DwH-ulykken, og hvilken innvirkning dette vil få på industriens styring av risiko.

Fra vurderingen av risikoutviklingen i perioden frem 2030 ser en at det er følgende sentrale faktorene som er vurdert å ha størst betydning for risiko for akutt utslipp til sjø ved petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak:

- Innretningstype og tekniske løsninger (design og utforming)

- Vedlikehold og teknisk tilstand (aldring, haleproduksjon, levetidsforlengelse, brønnintegritet / brønnkontroll)
- Aktivitetsnivå og aktørbilde i petroleumssektoren (tilgang til og valg av ressurser, læring, operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse, styring)
- Rammebetingelser som myndighetene setter for petroleumsvirksomheten
- Utbyggingstakt (utbygging av nye felt, "fast-track" løsninger)

Dette viser områder som krever oppmerksomhet, både hos aktørene og myndigheter, for å styre risiko og risikoutvikling i Nordsjøen og Skagerrak. Det vises i denne sammenheng også til kapittel 10 som beskriver teknologi- og kunnskapsutvikling i petroleumsvirksomheten og kapittel 11 hvor tiltak for å hindre akutt utslipp til sjø vurderes.

Risikonivået i Nordsjøen preges av at det er mange innretninger i drift og at flere av disse er aldrende og har nådd den levetiden de opprinnelig var designet for. Norskehavet har større utfordringer knyttet til høyere trykk og større vanddyb enn hva som er tilfellet i Nordsjøen, mens Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten har utfordringer knyttet til kaldt klima. Det er likevel ikke vurdert at risikonivået i Nordsjøen er spesielt høyt.

Det er ikke funnet grunn til å konkludere med at ulykkesrisikoen vil endre seg vesentlig i perioden frem mot 2030. Som vurderingene over viser er det et potensial for et betydelig lavere risikonivå, men også en fare for at risikonivået kan øke. Viktige forutsetninger for en positiv utvikling er:

- Det at risikonivået i Nordsjøen er vurdert til å ikke være spesielt høyt betyr ikke null risiko. En slik konklusjon om risikonivået i Nordsjøen må ikke leses som at det ikke er en ulykkesrisiko forbundet med petroleumsvirksomhet. En slik konklusjon betyr heller ikke at det ikke er behov for tiltak for å holde risikoen på et lavt nivå. Risikonivået er ikke en tilstand, men noe som skapes og gjenskapes kontinuerlig i hver enkel aktivitet. Risikonivået er den dynamiske resultatanten av et kontinuerlig arbeid, som forutsetter en grunnleggende erkjennelse av usikkerhet, kompleksitet og dynamikk i risiko og en kontinuerlig kritisk tilnærming til forsvarsverket som er etablert for å unngå ulykker. En konklusjon om at risikonivået ikke er spesielt høyt opprettholder behov for risikohåndtering og refleksjon om teknologi- og kunnskapsutvikling for ytterligere risikoreduksjon.
- En grunnleggende forutsetning for denne konklusjonen er at risikoreducerende tiltak som det er redegjort for i kapittel 10 og 11 gjennomføres. Dette forutsetter implementering av tiltak både i aktørenes regi i alle sektorer og i forvaltningens regi. Det forutsetter at nødvendige ressurser avsettes til teknologi- og kunnskapsutvikling som kan bidra til å redusere ulykkesrisiko og prioritering av arbeidet med å samordne forvaltningens innsats for en helhetlig økosystembasert forvaltning.

10 Teknologi- og kunnskapsutvikling i petroleumsvirksomheten

Teknologi- og kunnskapsutvikling er avgjørende for å kunne styre risiko og risikoutvikling for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og Skagerrak. Dette kapittelet gir en oversikt over status på teknologi- og kunnskapsutvikling av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp. Det pekes også på behovet for videreutvikling.

Flere av behovene for teknologi- og kunnskapsutvikling er spesifikt nevnt i St.mld. nr. 8 (2005-2006) *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan)*, og til dels videreført i Meld. St. 10 (2010-2011) *Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*. De fleste av behovene for teknologi- og kunnskapsutvikling beskrevet i disse meldingene er vurdert også å være relevant for petroleumsvirksomhet på andre deler av norsk sokkel, slik som Nordsjøen og Skagerrak.

I etterkant av Deepwater Horizon-ulykken (DWH) i Mexicogulfen i 2010 har Ptil gått gjennom de granskingsrapportene som er blitt publisert, i tillegg til en rekke vurderinger av ulykken fra faglige instanser og ulike prosesser nasjonalt og internasjonalt. Ptils vurderinger og anbefalinger for norsk petroleumsvirksomhet er sammenfattet i en rapport som blant annet peker på ytterligere behov for teknologi- og kunnskapsutvikling (Ptil, 2011d).

Norges Forskningsråd publiserte nylig en ny strategi for HMS-delsatsningen i PETROMAKS 2012-2016 (Forskningsrådet, 2011). Strategien dekker i stor grad de kunnskapsbehovene som ble påpekt i Ptils rapport etter DWH ulykken, samt flere andre tema som vil være av betydning for risikoen for akutte utslipp. Blant disse temaene trekkes følgende frem her:

- Storulykkesrisiko
 - Forholdet mellom arbeidsmiljø og risiko for ulykker
 - Tekniske og organisatoriske forhold som påvirker risiko for storulykker
 - Storulykker og ledelse
 - Risikostyring og analyseverktøy
- Strukturelle forhold i petroleumsvirksomheten
 - Strukturelle forholds påvirkning på risiko i petroleumsvirksomheten
 - Reguleringsregimet nasjonalt og internasjonalt
 - Risikostyring og samspill i grenseflater mellom aktører.

For en utfyllende beskrivelse av det enkelte temaet henvises det til strategien.

Ptil, sammen med UiS og IRIS, gjennomførte i 2009-2010 en undersøkelse for å etterspørre en beskrivelse av FoU-satsing av betydning for forsvarlig virksomhet i nordområdene (Ptil, UiS & IRIS, 2010). Dette arbeidet ble utført i forbindelse med forvaltningsplanarbeidet for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, men mye av dette anses også å være relevant for petroleumsvirksomhet på hele sokkelen. Ptil har i 2011, sammen med UiS og IRIS, gjort en gjennomgang for å få en statusoppdatering på FoU-satsingen som pågår, og vil fortsette å følge dette arbeidet videre. For en utfyllende beskrivelse av status, se rapporten *Technology and operational challenges for the high north* (Petroleumstilsynet, UiS & IRIS 2011).

11 Vurdering av tiltak for å hindre akutt utslipp til sjø

Enhver verdiskapende aktivitet er beheftet med en risiko for verdiødeleggelse, det vil si at det er umulig å skape verdier uten å ta risiko. Dette gjelder også for petroleumsvirksomheten. Risiko, herunder usikkerhet, er uunngåelig, men risiko kan styres, det vil si at det er mulig å iverksette relevante og robuste tiltak for å unngå at det som kan skje, ikke skjer. Å akseptere risiko betyr imidlertid ikke at en aksepterer en ulykke. Det betyr at en aksepterer at en ulykke **kan** skje, men samtidig gjør det som er mulig for å forhindre at en ulykke skjer. Risikoaksept forutsetter med andre ord at relevante og robuste tiltak iverksettes.

Basert på vurderingene i kapittel 9 er det pekt på følgende satsingsområder som er vurdert å være viktige for å ivareta mål for risiko og risikoutvikling i Nordsjøen og Skagerrak:

- Innretningstype og tekniske løsninger (design og utforming)
- Vedlikehold og teknisk tilstand (aldring, haleproduksjon, levetidsforlengelse, brønnintegritet / brønnskroll)
- Aktivitetsnivå og aktørbilde i petroleumssektoren (tilgang til og valg av ressurser, læring, operatørs / lisenspartners / kontraktørs erfaring og kompetanse, styring)
- Rammebetingelser som myndighetene setter for petroleumsvirksomheten
- Utbyggingstakt (utbygging av nye felt, "fast-track" løsninger)

I dette kapittelet presenteres aktørenes og myndighetenes mulighet for å iverksette tiltak som kan bidra både til å redusere muligheten for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp eller stanse ulykken ved kilden for dermed å redusere mengde utslipp som kan komme på eller i sjøen.

11.1 Tiltak i petroleumsnæringens regi for å redusere muligheten for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp

Ulykkesrisiko i petroleumsvirksomheten er i stor grad avhengig av den *enkelte* aktivitetens egenart og operasjonelle forutsetninger, den *enkelte* innretningens robusthet og svakhet eller den *enkelte* aktørens evne til å styre en rekke risikopåvirkende faktorer i kontinuerlig endring. Den enkelte aktør som deltar i petroleumsvirksomheten har derfor størst påvirkning på ulykkesrisiko og utvikling av ulykkesrisiko over tid.

Aktørene i petroleumsvirksomheten er gjennom regelverket pålagt å opparbeide seg en detaljert kunnskap om egen virksomhet, analysere risiko i alle faser og på alle nivåer, for å iverksette robuste tiltak som er tilpasset de spesifikke tekniske, operasjonelle og kontekstuelle forholdene i hvert enkelt tilfelle og som ivaretar regelverkets funksjonskrav. Aktørene er således pålagt å gå systematisk frem for selv å forsikre seg om, og for å kunne demonstrere for myndighetene og andre interessenter, at de ivaretar regelverkskrav og gjør det som må til for å redusere risiko så langt som praktisk mulig. Aktørene gjennomfører til dette formålet en rekke risikovurderinger i alle faser av virksomheten og på alle nivåer i organisasjonen. Aktørenes risikovurderinger har til hensikt å forstå hvilke uønskede hendelser som *kan* skje i virksomheten, for å iverksette adekvate tiltak som kan forhindre at hendelser skjer i praksis, og dermed *styre* risiko.

Utvikling av en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko

For å sikre forsvarlig virksomhet i området er det viktig at aktørene prioriterer blant annet utvikling av en **helhetlig** tilnærming til ulykkesrisiko for å demonstrere at:

- Type og omfang av ulykkesforebyggende tiltak er **robuste**, gitt kompleksitet, dynamikk og usikkerhet i virksomheten,

- Ambisjonsnivå med hensyn til ulykkesforebygging står i forhold til de potensielle skadene som et akutt utslipp kan føre til,
- Målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping identifiseres og håndteres på best mulig måte samlet sett og uten brudd på noen av gjeldende regelverkskrav.

Det er på mange områder sammenfallende interesser mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping, men løsninger vil ikke alltid være ideelle ut fra samtlige hensyn samtidig og det kan oppstå målkonflikter mellom ulike hensyn. Bruk av miljø- og arbeidsmiljømessig gunstigere kjemikalier kan i noen tilfeller representere en sikkerhetsutfordring og dermed øke risiko for akutte utslipp til sjø (boreslam for eksempel). Tekniske og operasjonelle tiltak som er gunstige for å redusere utslipp til luft kan øke kompleksiteten av tekniske systemer, operasjoner og aktørbildet, og øke risiko for hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø. Ilandføring av borekaks kan redusere risiko for akutte utslipp i forbindelse med kaksinjeksjon, men kan øke risiko for skade av personell på grunn av økt antall løfteoperasjoner, økt kjemisk eksponering av arbeidstakerne, økt kollisjonsrisiko på grunn av økt skipstrafikk i sikkerhetssone osv.

Helhetlig økosystembasert forvaltning av havområdene legger vekt på helhetlig vurdering av både positive og negative konsekvenser av menneskelige aktiviteter og en balansert avveining mellom ulike hensyn. Myndighetene har etablert en rekke fora og prosesser for å samordne seg til dette formålet. Det er viktig at aktørene som deltar i petroleumsvirksomheten, også legger til grunn en helhetlig tilnærming til styring av sine aktiviteter. Et viktig tiltak i denne sammenheng er å øke åpenhet omkring målkonflikter, tilrettelegge for å identifisere eventuelle målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping, og håndtere disse på best mulig måte samlet sett og uten brudd på noen av gjeldende regelverkskrav.

DwH ulykken understreker behovet for å prioritere kunnskapsutvikling relatert til forebygging av storulykker generelt, og viser i tillegg et spesielt behov for kunnskapsutvikling relatert til forebygging av utblåsninger. Det bør legges vekt på blant annet videreutvikling av risikovurderinger som legges til grunn for brønndesign og brønnkonstruksjon. Det bør også satses på å utvikle løsninger som kan gi tidlig varsel om avvikssituasjoner og støtte til avgjørelser under bore- og brønnoperasjoner.

Teknologi- og kunnskapsutvikling

Det er i de siste årene gjennomført eller initiert FoU som kan bidra til bedre risikoforståelse, bedre tilpasning av teknologi til en rekke risikopåvirkende faktorer, bedre operasjonsplanlegging og -overvåking, tidligere deteksjon av driftsavvik, raskere og mer effektiv intervensjon, forbedret tilgang til informasjon for problemløsning mv. FoU har dessuten redusert usikkerhet omkring en rekke risikopåvirkende faktorer.

Det er pekt på behovet for at aktørene prioriterer forbedringsprosesser, herunder FoU, på en rekke områder som vil være relevante for forsvarlig virksomhet i området. Dette gjelder blant annet:

- Tekniske og operasjonelle løsninger tilknyttet oljelasting, lekkasjedeteksjon på undervannsanlegg, slip joint, fleksible stigerør og kaksinjeksjon.
- Klargjøring og håndtering av de sikkerhetsmessige konsekvensene av endringsprosesser enkeltvis og samlet, herunder klargjøring og håndtering av målkonflikter mellom ulike hensyn.
- Risikovurderinger som ligger til grunn for vedlikehold av teknisk integritet på komponent-, utstys- og systemnivå.
- Tilrettelegging for at kompetanse og kapasitet er tilpasset prosessenes kompleksitet, sikkerhetsledelse på ulike organisatoriske nivåer og i aktørkjede.

- Organisatorisk læring av ulykker i egen og andres virksomhet på alle organisatoriske nivåer og i aktørkjede.

Ptils gjennomgang etter DwH-ulykken trekker frem flere lærepunkter og forbedringstiltak knyttet til brønnintegritet:

- Skjerpe oppmerksomheten rundt helhetlig ivaretagelse av brønnbarrierer. Det er viktig at selskapene videreutvikler ytelseskrav til de ulike barriereelementene, da disse skal opprettholde brønnintegriteten og forhindre ukontrollert innstrømning i hele brønnens levetid.
- Kvalifisere og ta i bruk ny teknologi som muliggjør overvåking av brønnbarrierene også når det ikke bores eller sirkuleres væske i brønnen.
- Forbedre brønnintegriteten til midlertidig forlatte brønner.

Det er også startet opp prosjekter og teknologiutvikling i etterkant av DwH-ulykken med den hensikt raskere å kunne stanse og/eller samle opp oljen ved en eventuell utblåsning. Dette inkluderer blant annet et prosjekt industrien har startet på oppfordring fra Ptil med mål om å utvikle mer effektive løsninger for raskest mulig å kunne stanse og/eller avlede brønnstrømmen i tilfelle en utblåsning ("capping and containment"). Det er også opprettet flere prosjektgrupper for blant annet å vurdere hvordan industriens evne til å stenge havbunnsbrønner kan forbedres, samt fange opp lærepunkter fra DwH ulykken og andre ulykker og alvorlige hendelser.

Det kan være et gap mellom teknologi- og kunnskapsutvikling og **bruk** av ny teknologi, kunnskap og erfaringer. Aktørene som deltar i petroleumsvirksomheten, må prioritere ulykkesforebyggende tiltak i samsvar med teknologi- og kunnskapsutvikling for å sikre forsvarlig petroleumsvirksomhet.

Aktørene må prioritere fortløpende å evaluere FoU-behov og formidle hvordan FoU-prosjektportefølje bidrar til teknologi- og kunnskapsutvikling av betydning for forebygging av uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp i petroleumsvirksomheten. Det er dessuten viktig at aktørene kvalifiserer ny teknologi ut fra flere hensyn for å unngå unødvige målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping.

Samarbeid og samspill mellom aktørene som deltar i petroleumsvirksomheten

Noen sikkerhetsutfordringer er felles for større grupper aktører og tjener erfaringsmessig av at det etableres samarbeidsprosjekter og -fora for å dele erfaringer og effektivt utvikle beste praksis. Det er vist til flere industriprosjekter som er viktige bidrag for å redusere ulykkesrisiko i petroleumsvirksomheten og som må prioriteres videre. Det gjelder for eksempel industriprosjekter tilknyttet brønnintegritet, reduksjon av hydrokarbonlekkasjer, helhetlig kjemikaliestyling, OPERAto-prosjektet¹⁷, reduksjon av akutte olje- og kjemikalieutslipp mv. Det er også pekt på viktigheten av å forankre disse prosjektene hos blant annet myndigheter, samt å involvere arbeidstakerorganisasjonene og andre interessenter i slike industriprosjekter.

Det bør dessuten vurderes å prioritere et industriprosjekt for å sørge for bred erfaringsdeling på tvers av selskapene med hensyn til kaksinjeksjon og utvikle en robust beste praksis med hensyn til kvalifisering av reservoar, brønnplassering, brønndesign, operasjonelle forholdsregler mv. for forsvarlig kaksinjeksjon og øvrig injeksjon.

For å sikre forsvarlig virksomhet i Nordsjøen og Skagerrak er det viktig at næringen fortsatt gir høy prioritet og avsetter nødvendige ressurser til standardiseringsarbeidet. Selskapenes engasjement i

¹⁷ Operato (Operational Environmental Risk Assessment Tool) er et verktøy som er utviklet for å forbedre blant annet analyse av årsaksanalyser som legges til grunn for etterfølgende miljørisikoanalyser. Dette skal gi en bedre analyse av tekniske barrierer, operasjonelle forhold og lokale risikopåvirkende faktorer.

standardiseringsarbeid er en konkret måte for selskapene å demonstrere sitt kollektive ansvar for et høyt sikkerhetsnivå og arbeide aktivt for å innarbeide etablerte beste praksis og understøtte nasjonal standardiseringsstrategi.

Det vises for øvrig til kapittel 10.

11.2 Tiltak i myndighetenes regi for å redusere muligheten for at det oppstår ulykker som kan føre til akutte utslipp.

I prinsippet er det tre typer virkemidler myndighetene har for å påvirke og kunne redusere ulykkesrisiko og forhindre at ulykker skjer:

- Utforme nødvendig rammeverk for en sektor.
- Følge opp aktørene i en sektor og dermed bidra til bedre etterlevelse av gjeldende rammeverk.
- Identifisere status og utvikling på risiko i en sektor, og bidra til nødvendige forbedringsprosesser og teknologi- og kunnskapsutvikling.

Videreutvikling av rammebetingelser

En sentral rammebetingelse for aktørenes forebygging av ulykker er HMS-regelverket. HMS-regelverket krystalliserer kunnskap og erfaringer om hvordan ulykker blir til. Regelverket er funksjonelt utformet for å kunne dekke mangfoldet av aktiviteter, aktører, lokasjonsspesifikke forhold, mv. Det er risikobasert for å sikre at risikoer er grundig kartlagt og at omfang og type barrierer er tilpasset risikoforhold som gjelder i hver enkel virksomhet. Det forhold at regelverket er risikobasert innebærer også at hensynet til miljø, sikkerhet og arbeidsmiljø skal vurderes både enkeltvis og samlet. Aktørene er videre pålagt å demonstrere en systematisk og proaktiv tilnærming til ulykkesrisiko og at regelverket etterleves. HMS-regelverket anses godt egnet til å sikre forsvarlig virksomhet. Regelverket kan imidlertid utvikles videre for blant annet å lage tydeligere rammer for en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko, bedre reflektere teknologi- og kunnskapsutvikling og tydeliggjøre ansvaret til alle aktørene i hele aktørkjeden.

Vilkår i utvinningstillatelser som tildeles bør eksplisitt adressere rettighetshaveres forpliktelser med hensyn til å tilrettelegge for og kontrollere at operatøren har en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko og vektlegger robuste løsninger med hensyn til å forebygge ulykker. I lys av DWH-ulykken trekkes det frem at aktørenes finansielle kapasitet bør vurderes som et sikkerhetsanliggende i aktørkvalifiserings- og lisenstildelingsprosesser i Norge også. Dette fordi dårlig finansiell kapasitet kan føre til nedprioritering av investeringer som kan tjene til sikkerhet.

Arbeidsdepartementet har signalisert at de vil sette i gang et arbeid for å få en bred gjennomgang av tilsynsstrategi og HMS-regelverket i petroleumsvirksomheten (Meld. St. 29 (2010-2011)). Dette for å øke kunnskapen om hvordan oppfølgingen fra tilsynsmyndighetene er tilpasset de utfordringene petroleumsvirksomheten står overfor i dag og i fremtiden. De senere årene har det vært en markant endring i aktørbildet på norsk sokkel. Blant annet er det kommet inn en rekke nye og mindre aktører. Samtidig skjer det en rask teknologiutvikling. Disse utviklingstrekkene innebærer nye utfordringer for myndighetenes oppfølging og regulering av næringen, noe som vurderes å være en grunn til å sette i gang en gjennomgang av tilsynsstrategien og HMS-regelverket i petroleumssektoren.

Overvåking av risikoutvikling i petroleumsvirksomheten

En viktig forutsetning for å holde ulykkesrisiko på et lavt nivå er at en har en pålitelig faktabasert oversikt over faktiske akutte utslipp og tilløpshendelser som kan føre til akutt utslipp i petroleumsvirksomheten.

Det er i kapittel 10 vist til Ptils arbeid med å videreutvikle RNNP for å bedre overvåke utvikling av risikoen for at uønskede hendelser i petroleumsvirksomheten fører til akutte utslipp, være i stand til å handle proaktivt på eventuelle negative trender for dermed unngå at det skjer uønskede hendelser som kan føre til akutt forurensning i fremtiden. Denne delen av RNNP-prosjektet refereres til som RNNP-AU (akutte utslipp) og gir informasjon om inntrufne akutte utslipp, tilløpshendelser og barriereytelse.

Det er behov for å videreføre RNNP og RNNP-AU for å bedre kunne overvåke utvikling av risikoen for at uønskede hendelser i petroleumsvirksomheten fører til akutte utslipp, samt være bedre i stand til å handle proaktivt på eventuelle negative trender for dermed å unngå at det skjer uønskede hendelser som kan føre til akutt forurensning i fremtiden. Som beskrevet i kapittel 10 bør videreutvikling av prosjektet prioritere følgende:

- Gjennomføre samfunnsvitenskaplige studier knyttet til risiko for akutte utslipp. Her anses det ikke å være særlig stort behov for metodeutvikling, tilsvarende metodikk som i dag brukes i RNNP kan benyttes.
- Mer detaljer om hendelsene i EW, da EW ikke gir tilstrekkelig informasjon om lekkasjene (mengden per utslipp også for lekkasjer rapportert før 2009, tettheten for kjemikalier og andre oljer samt for gasser og beskrivelse av lokasjon eller dato). Dette vil blant annet muliggjøre en sammenkobling mellom hendelsene i RNNP og EW, noe som kunne ført til mer data for å beregne risiko for potensielle akutte utslipp som følge av tilløpshendelser.
- Ta en gjennomgang av de registrerte hendelsene for å kryssjekke informasjonen registrert i EW og hendelsesdatabasen ettersom det er avdekket noen avvik.
- Gjøre en gjennomgang av hvilke brønnkontrollhendelser som har hatt potensial for utslipp av akutte utslipp til sjø.
- Bedre utnyttelse av synergier mellom RNNP hovedrapport og RNNP-AU, både hva angår databehandling og formidling av informasjon.
- Satsing på risikokommunikasjon, for å unngå misforståelse og misbruk av resultater fra RNNP og RNNP-AU.
- Vurdere om kvalitative studier i RNNP kan utnyttes eller suppleres for oppfølging av risiko for akutte utslipp.

Påvirkning av teknologi- og kunnskapsutvikling

Ny teknologi kan tilføre nye løsninger til petroleumsnæringen som, primært eller sekundært, kan bidra til å redusere faren for at uønskede hendelser inntreffer, samt omfanget av disse. I lys av DWH-ulykken påpeker Ptil at for å nå Regjeringens mål om å være verdensledende på området helse, miljø og sikkerhet, bør en vurdere å kartlegge i hvilken grad rammebetingelsene for forskningen innenfor relevante områder er tilstrekkelige, og om rammebetingelsene i tilstrekkelig grad bidrar til at en får løst større utfordringer, får gjort de store løftene eller får til de store teknologiske sprangene (Ptil, 2011d). Forskning som er fragmentert, uten forutsigbare og langsiktige rammebetingelser, kan være til hinder for å nå dette målet. Det er også ofte en utfordring å få kvalifisert og implementert tilsynelatende gode løsninger. Det bør derfor vurderes hvorvidt en gjennom de rammebetingelser som gis for FoU i større grad enn i dag kan bidra til å sikre en enklere og kortere vei fra idé til implementering og anvendelse av gode løsninger i næringen.

Myndighetene bør utvikle adekvate virkemidler i OG21, Petromaks- og CLIMIT-programmer i NFR for å sikre integrasjon av sikkerhets-, arbeidsmiljø- og miljøhensynet på tvers av programmenes temaer og mål. Petromaks er et program som gjennom styrket kunnskapsutvikling, næringsutvikling og internasjonal konkurransekraft skal bidra til at petroleumsressursene skaper økt verdi for samfunnet, mens CLIMIT er det norske nasjonale programmet for forskning, utvikling og demonstrasjon av teknologi for fangst, håndtering og disponering av CO₂ i forbindelse med gassbasert energiproduksjon. OG21 skal bidra til å sikre en effektiv og miljøvennlig verdiskaping fra norske olje-

og gassressurser gjennom et samordnet engasjement i petroleumsklyngen innenfor utdanning, forskning, utvikling, demonstrasjon og kommersialisering.

Målsettingen for slike program må være å unngå at det innføres målkonflikter mellom sikkerhets-, arbeidsmiljø- og miljøhensynet, og dermed unngå at teknologiutvikling på ett område fører til negative konsekvenser på andre områder eller at et FoU-prosjekt ivaretar ett av programmets mål, men ellers er i konflikt med programmets øvrige mål. Det anses også som viktig at Petromaks-programmet prioriterer fortløpende å evaluere og formidle hvordan programmets prosjektportefølje bidrar til teknologi- og kunnskapsutvikling av betydning for forebygging av uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp i petroleumsvirksomheten.

12 Oppsummering

Denne rapporten presenterer vurderinger av risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Rapporten dekker den delen av hendelsesforløpet ved et potensielt utslipp som skjer *før* et eventuelt utslipp resulterer i forurensning på sjøen.

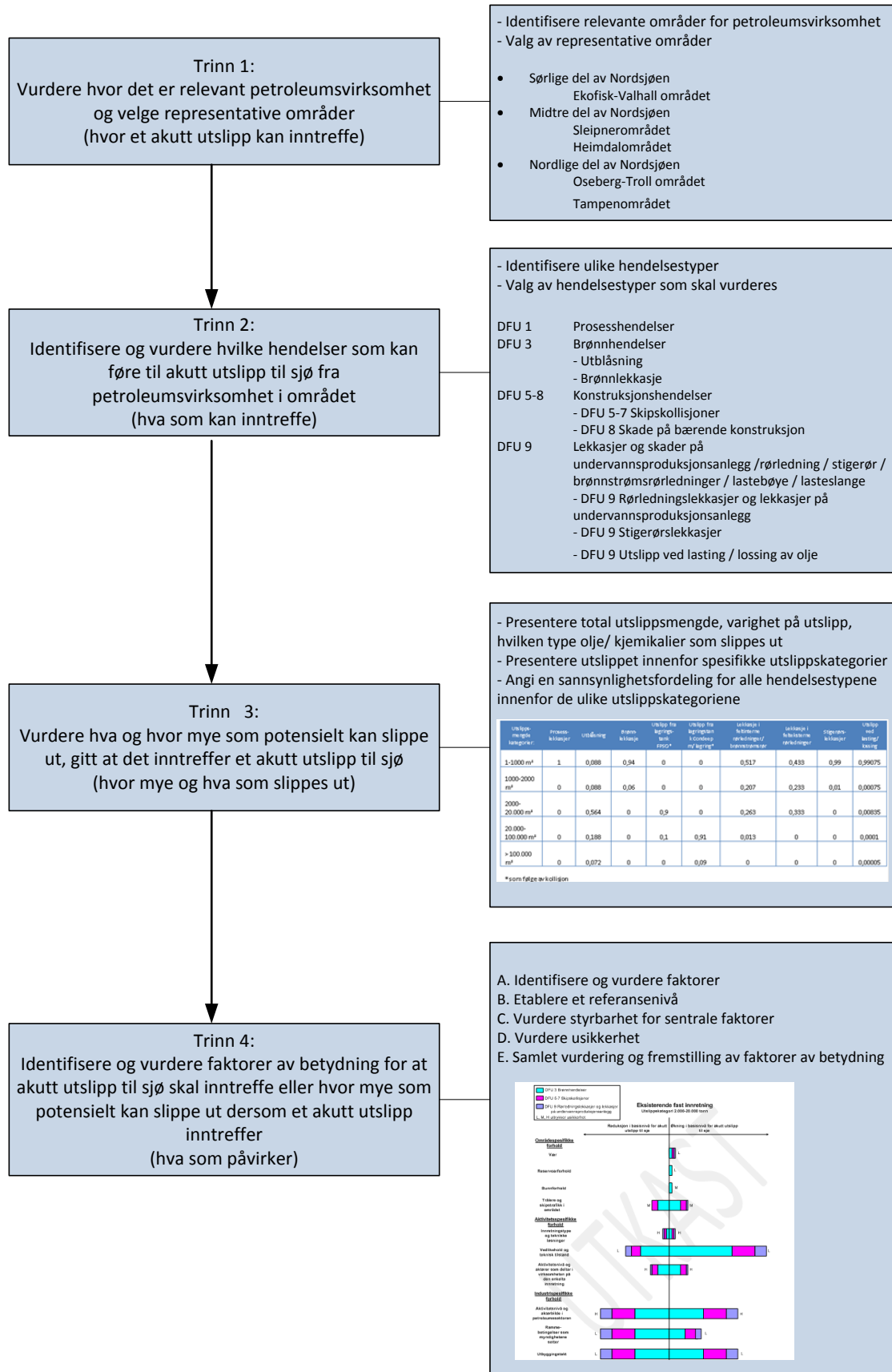
Et av formålene med rapporten er å belyse årsaker og medvirkende faktorer til hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og Skagerrak. Et annet sentralt formål er å belyse i hvor stor grad, og på hvilken måte, muligheten for akutt utslipp til sjø kan styres. Det er derfor lagt vekt på å synliggjøre hvordan beslutninger og valg på ulike nivåer vil kunne påvirke risiko for akutt utslipp til sjø i positiv eller negativ retning. Videre er det lagt vekt på å synliggjøre usikkerhet, hva som i stor grad er styrbart eller ikke, samt behov for eventuell ytterligere kunnskapsutvikling.

For å vurdere ulike hendelsestyper som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø, deres årsaker og medvirkende faktorer, er det valgt å benytte en metode bestående av følgende fire hovedtrinn, jf. Figur 4.

5. Vurdere hvor det er relevant petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, og velge representative områder (hvor et akutt utslipp kan inntreffe).
6. Identifisere og vurdere hvilke hendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i området (hva som kan inntreffe).
7. Vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at et akutt utslipp inntreffer (hvor mye og hva som slippes ut).
8. Identifisere og vurdere faktorer av betydning for at akutt utslipp til sjø skal inntreffe eller hvor mye som potensielt kan slippe ut dersom et akutt utslipp inntreffer (hva som påvirker).

I figuren under presenteres de fire trinnene i metoden sammen med en oppsummering av hvilken informasjon som fremkommer av hvert trinn. Detaljer om metoden er beskrevet i kapittel 3 til kapittel 6.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak



Figur 48: Oppsummering av trinnene i metoden lagt til grunn i rapporten.

I denne rapporten presenteres en samlet vurdering og fremstilling av faktorer av betydning for akutt utslipp til sjø for noen eksempler på typiske innretninger som er vurdert å være relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030. Det er lagt vekt på å vise hvordan ulike område-, aktivitets- og industrispesifikke faktorer påvirker risikoen for akutt utslipp til sjø i Nordsjøen og Skagerrak. Den samlede vurderingen viser hvilke faktorer som er vurdert til å være viktige for hvordan risikonivået i Nordsjøen og Skagerrak vil kunne utvikle seg. Det er fokusert på i hvilken grad risikonivået kan påvirkes og styres.

Nordsjøen og Skagerrak har et areal på omtrent 750.000 km², noe som tilsvarer om lag to ganger Norges landareal. Å beskrive alle hendelser som potensielt kan medføre akutt utslipp til sjø i et så stort område, og i en kontekst som er i kontinuerlig ending, er en uoverkommelig oppave. Enhver beskrivelse av risiko vil i praksis være en beskrivelse av et begrenset utvalg hendelser / konsekvenser (scenarioer) og tilhørende usikkerhet, basert på en rekke forutsetninger, og antagelser.

Risiko er et uttrykk for **potensielle** akutte hendelser som kan oppstå som følge av menneskelig aktivitet, potensielle negative konsekvenser disse kan føre til, og tilhørende usikkerhet. Risiko er ikke et uttrykk for noe som **er**, men et uttrykk for noe som **kan** skje. Ingen aktivitet kan foregå uten risiko, det vil si uten usikkerhet om hva konsekvensene av aktiviteten **kan** bli.

Usikkerhet er uløselig knyttet til risikobegrepet. Dette gjelder generelt og når en søker å beskrive potensielle utfordringer i et langsiktig perspektiv. Enhver beskrivelse av risiko er en beskrivelse av et begrenset utvalg av aktuelle risikoer, basert på en rekke forutsetninger, og antagelser. Et sentralt mål med risikovurderinger er nettopp å få frem usikkerhet for å være i stand til å håndtere denne, og dermed unngå ulykker og skader i praksis.

Risiko, herunder usikkerhet, er uunngåelig, men risiko kan styres ved å iverksette relevante og adekvate tiltak for å unngå at det som **kan** skje ikke skjer. Enhver verdiskapende aktivitet må derfor investere i tiltak som forhindrer verdiødeleggelse, også i et samfunnsperspektiv. Ved å fokusere på disse forholdene vil en kunne redusere risikoen for akutt utslipp til sjø.

Risikonivået i Nordsjøen preges av at det er mange innretninger i drift og at flere av disse er aldrende og har nådd den levetiden de opprinnelig var designet for. Norskehavet har større utfordringer knyttet til høyere trykk og større vanddyb enn hva som er tilfellet i Nordsjøen, mens Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten har utfordringer knyttet til kaldt klima. Det er likevel ikke vurdert at risikonivået i Nordsjøen er spesielt høyt.

Det er ikke funnet grunn til å konkludere med at ulykkesrisikoen vil endre seg vesentlig i perioden frem mot 2030. Som vurderingene over viser er det et potensial for et betydelig lavere risikonivå, men også en fare for at risikonivået kan øke. Viktige forutsetninger for en positiv utvikling er:

- Det at risikonivået i Nordsjøen er vurdert til å ikke være spesielt høyt betyr ikke null risiko. En slik konklusjon om risikonivået i Nordsjøen må ikke leses som at det ikke er en ulykkesrisiko forbundet med petroleumsvirksomhet. En slik konklusjon betyr heller ikke at det ikke er behov for tiltak for å holde risikoen på et lavt nivå. Risikonivået er ikke en tilstand, men noe som skapes og gjenskapes kontinuerlig i hver enkel aktivitet. Risikonivået er den dynamiske resultatanten av et kontinuerlig arbeid, som forutsetter en grunnleggende erkjennelse av usikkerhet, kompleksitet og dynamikk i risiko og en kontinuerlig kritisk tilnærming til forsvarsverket som er etablert for å unngå ulykker. En konklusjon om at risikonivået ikke er spesielt høyt opprettholder behov for risikohåndtering og refleksjon om teknologi- og kunnskapsutvikling for ytterligere risikoreduksjon.
- En grunnleggende forutsetning for denne konklusjonen er at risikoreduserende tiltak som det er redegjort for i kapittel 10 og 11 gjennomføres. Dette forutsetter implementering av tiltak både i aktørens regi i alle sektorer og i forvaltningens regi. Det forutsetter at nødvendige ressurser

avsettes til teknologi- og kunnskapsutvikling som kan bidra til å redusere ulykkesrisiko og prioritering av arbeidet med å samordne forvaltningens innsats for en helhetlig økosystembasert forvaltning.

Det er redegjort for tiltak som kan bidra til å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutt forurensning i petroleumsvirksomheten.

Tiltak i aktørenes regi, blant annet:

- *Utvikling av en helhetlig tilnærming til ulykkesrisiko*, herunder bedre identifikasjon og håndtering av målkonflikter mellom hensynet til miljø, sikkerhet, arbeidsmiljø og verdiskaping.
- *Teknologi- og kunnskapsutvikling*, blant annet med hensyn til oljelasting, lekkasjedeteksjon på undervannsanlegg, slip joint, fleksible stigerør og kaksinjeksjon, endringsprosesser, vedlikehold, kompetanse, kapasitet, sikkerhetsledelse, organisatorisk læring, overvåking og ivaretagelse av brønnbarrierer.
- *Samarbeid og samspill mellom aktørene som deltar i petroleumsvirksomheten*, gjennom blant annet industriprosjekter og standardiseringsarbeid.

Tiltak i myndighetenes regi, blant annet:

- *Videreutvikling av rammebetingelser*, herunder regelverksutvikling, tildelingskriterier ved åpning av nye områder og vilkår i utvinningstillatelser.
- *Forbedring av overvåking av risikoutvikling i petroleumsvirksomheten* gjennom utvikling av RNNP-AU.
- *Påvirkning av teknologi- og kunnskapsutvikling* for bedre integrasjon av HMS-hensyn, samt bedre evaluering og formidling av bidrag til ulykkesforebygging.

13 Referanser

- AGR 2007. *Shallow gas events 1984-2006 in the Norwegian Sector*. Rev. 4. 20.02.2007. <http://www.ptil.no/nyheter/bedre-oversikt-over-grunn-gass-hendelser-article3145-24.html>
- Aven, Røed & Wiencke 2008. *Risikoanalyse – Prinsipper og metoder, med anvendelser*. Universitetsforlaget.
- Aven 2010. *Misconception of risks*. Wiley.
- Bird & Germain 1990. *Practical Loss Control Leadership*. Loganville, GA: International Loss Control Institute.
- DNV 2010. *Selection and use of subsea leak detection systems*. Recommended practice DNV-RP-F302. April 2010. http://exchange.dnv.com/publishing/Codes/ToC_edition.asp
- Faggruppen for Nordsjøen 2010a. *Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak: Arealrapport*. TA-nummer 2681/2010. <http://www.klif.no/publikasjoner/2681/ta2681.pdf>
- Faggruppen for Nordsjøen 2010b. *Kunnskapsgrunnlag - Identifikasjon av utfordringer og problemstillinger knyttet til klimaendringer*. TA-nummer 2687/2010. <http://www.klif.no/publikasjoner/2687/ta2687.pdf>
- Faglig forum, Overvåkingsgruppen & Risikogruppen 2010. *Det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*. Rapport fra Faglig forum, Overvåkingsgruppen og Risikogruppen til den interdepartementale styringsgruppen for forvaltningsplanen. 15.04.2010. http://www.regjeringen.no/Upload/MD/Vedlegg/hav_vannforvaltning/Forvaltningsplanen_Barentshavet/rapporter/faglig_forum_rapport_lofoten-barentshavet_150410.pdf
- Flage & Aven 2009. *Expressing and communicating uncertainty in relation to quantitative risk analysis. Risk & Reliability – Theory & Application 2009*; 2(13): 9-18. http://gnedenko-forum.org/Journal/2009/022009/RATA_2_2009-01.pdf
- Forskningsrådet 2011. *Forebygging av storulykker, arbeidsbetinget sykdom og skader i petroleumsvirksomheten - Strategi for HMS-delsatsningen i PETROMAKS (2012-2016)*. <http://www.forskningsradet.no/servlet/Satellite?c=Page&cid=1226993833675&pagename=petromaks%2FHovedsidemal>
- Forum for samarbeid om risiko (Risikogruppen) 2010. *Ulykken i Mexicogulfen – Risikogruppens vurdering*. 29.11.2010. http://www.regjeringen.no/upload/FKD/Vedlegg/Rapporter/2010/2010-11-28_Risikogruppens_Mexicogulf_rapport_endelig.pdf
- Havforskningsinstituttet 2011. *Nordsjøen og Skagerrak*. http://www.imr.no/temasider/havomrader_og_okosystem/nordsjoen_og_skagerrak/nb-no
- Hollnagel, Woods & Leveson 2006. *Resilience engineering: Concepts and precepts*. Aldershot: Ashgate.
- International Organization for Standardization 2009a. *ISO Guide 73:2009. Risk management – Vocabulary*.
- International Organization for Standardization 2009b. *ISO 31000:2009. Risk management – Principles and guidelines*.

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Kystverket 2010. *Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak. Statusbeskrivelse for skipstrafikk*. 24.08.2010. <http://www.klif.no/no/Tema/Vann-og-hav/Nordsjoen/--MENY/Forvaltningsplan-for-Nordsjoen/-MENY/Publikasjoner/>

LOV-2009-06-19-100. *Lov om forvaltning av naturens mangfold (Naturmangfoldloven)*. Sist endret LOV-2010-09-17-57 fra 2010-10-01. <http://www.lovdato.no/all/hl-20090619-100.html>

LOV-1981-03-13-6. *Lov om vern mot forurensninger og om avfall (Forurensningsloven)*. Sist endret LOV-2008-06-27-71 fra 2010-07-01 og LOV-2009-06-19-103 fra 2009-12-28. <http://www.lovdato.no/all/nl-19810313-006.html>

Meld. St. 10 (2010–2011). *Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*. 11.03.2011.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-10-2010-2011.html?id=635591>

Meld. St. 28 (2010–2011). *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2010-2011/meld-st-28-2010-2011.html?id=649699>

Meld. St. 29 (2010–2011). *Felles ansvar for eit godt og anstendig arbeidsliv. Arbeidsforhold, arbeidsmiljø og sikkerheit*. <http://www.regjeringen.no/nb/dep/ad/tema/arbeidsmiljo/midtspalte-2/felles-ansvar-for-eit-godt-og-anstendig-.html?id=653465>

Norsk Oljemuseum 2011. *Kulturminne Ekofisk*. www.kulturminne-ekofisk.no

NVE 2011. *Lynstudien. Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen*. April 2011.

<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Rapport%202011/rapport6-11.pdf>

OLF 2007. *Retningslinjer for beregning av utblåsningsrater og -varighet til bruk ved analyse av miljørisiko*. Rev. 02. 15.01.2007.

<http://www.olf.no/PageFiles/6613/Retningslinjer%20for%20beregning%20av%20utbl%c3%a5sningsrater.pdf>

Oljedirektoratet 2010a. *Den norske kontinentalsokkel*. 01.06.2010.

<http://www.npd.no/no/Kart/Sokkelkart/>

Oljedirektoratet 2010b. *Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen (HFNS). Framtidsbilder for sektorene i 2030*. 01.11.2010.

http://www.klif.no/nyheter/dokumenter/nordsjoen_forvaltningsplan_framtidsbilder.pdf

Oljedirektoratet 2010c. *Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen (HFNS). Statusbeskrivelse for petroleumsvirksomheten med hovedvekt på norsk sokkel*. 29.06.2010.

http://www.npd.no/Global/Norsk/3%20-%20Publikasjoner/Rapporter/Statusbeskrivelse%20for%20petr_virksomheten/Aktivitetsrapport_petroleum_29_06_2010_ToFa_korrigert_tabell3.pdf

Oljedirektoratet 2010d. *Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum. 21. konsesjonsrunde*. 23.06.2010.

http://www.npd.no/Global/Norsk/2%20-%20Tema/Utvinningstillatelser/21.%20runde/Utllysning/Invitasjon_21runde.pdf

Oljedirektoratet 2011a. *Forsvarlig fjerning av gamle innretninger*. 15.02.2011.

<http://www.npd.no/no/Tema/Avslutning-og-disponering/Temaartikler/Forsvarlig-fjerning-av-gamle-innretninger/>

Oljedirektoratet 2011b. *Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak. Program for utredning av konsekvenser – Sektor Petroleum og Energi. Del 2.* 01.02.2011.

<http://www.klif.no/no/Tema/Vann-og-hav/Nordsjoen/--MENY/Forvaltningsplan-for-Nordsjoen/-MENY/Publikasjoner/>

Oljedirektoratet 2011c. *Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum. TFO 2011.*

11.03.2011. http://www.npd.no/Global/Norsk/2%20-%20Tema/Utvinningstillatelser/TFO%202011/Invitasjon_TFO2010-no.pdf

Oljedirektoratet 2011d. *Konsesjonstildelinger på norsk sokkel.*

<http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/Temaartikler/Konsesjonstildelinger/>

Oljedirektoratet 2011e. *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2011.* 12.10.2011.

<http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2011/>

Ot.prp. nr. 52 (2008-2009). *Om lov om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven).*

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/otprp/2008-2009/otprp-nr-52-2008-2009-.html>

Petroleumstilsynet 2007. *Bedre oversikt over grunn gass-hendelser.* 14.03.2007.

<http://www.ptil.no/nyheter/bedre-oversikt-over-grunn-gass-hendelser-article3145-24.html>

Petroleumstilsynet 2010a. *Aktivitetsindikatorer og historiske hendelser.* 10.01.2010.

http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Underlagsrapporter%20-%20forvaltningsplan%20Barentshavet%20-%20Lofoten%202010/Underlagsrapport_7_Aktivitetsindikatorer%20og%20historiske%20hendelser.pdf

Petroleumstilsynet 2010b. *Fangst, transport og lagring av CO₂: Ny type risiko.* 10.02.2010.

<http://www.ptil.no/nyheter/fangst-transport-og-lagring-av-co2-ny-type-risiko-article6606-24.html>

Petroleumstilsynet 2011a. *Ord og uttrykk.* Oppdatert per 16.06.2011.

<http://www.ptil.no/ord-og-uttrykk/category38.html>

Petroleumstilsynet 2011b. *Risikonivå (RNNP).* <http://www.ptil.no/risikonivaa-rnnp/category20.html>

Petroleumstilsynet 2011c. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Hovedrapport. Utviklingstrekk 2010. Norsk sokkel. Rev. 1.* 27.04.2011.

http://www.ptil.no/getfile.php/Tilsyn%20p%C3%A5%20nettet/tilsynrapporter%20pdf/RNNP_hovedrapport_sokkel_2010_rev1b1.pdf

Petroleumstilsynet 2011d. *Deepwater Horizon-ulykken. Vurderinger og anbefalinger for norsk petroleumsvirksomhet. Hovedrapport.* 14.06.2011.

<http://www.ptil.no/nyheter/deepwater-horizon-ulykken-vurderinger-og-anbefalinger-for-norsk-petroleumsvirksomhet-article7889-24.html>

Petroleumstilsynet 2011e. *Miljørisiko: Midlertidig forlatte brønner på norsk sokkel.* 30.09.2011.

<http://www.ptil.no/nyheter/miljoerisiko-midlertidig-forlatte-broenner-paa-norsk-sokkel-article8094-24.html>

Petroleumstilsynet 2011f. *Utfordringer på norsk sokkel.*

<http://www.ptil.no/broennsikkerhet/utfordringer-paa-norsk-sokkel-article3719-84.html>

Petroleumstilsynet, Preventor & Safetec 2011. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten - Akutte utslipp.*

Norsk sokkel 2001-2010. 19.09.2011. <http://www.ptil.no/nyheter/rnnp-rapport-utvikling-i-risiko-for-akutte-utslipp-paa-norsk-sokkel-2001-2010-article8087-24.html>

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Petroleumstilsynet & Proactima 2010. *Verdien av samfunnsmessige konsekvenser av et akutt utslipp til sjø*. 12.01.2010.

http://www.regjeringen.no/Upload/MD/Vedlegg/hav_vannforvaltning/Forvaltningsplanen_Barentshavet/rapporter/petroleumstilsynet_proactima_samfunnsmessige_konsekvenser_akutt_forurensning.pdf

Petroleumstilsynet, UiS & IRIS 2010. *Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i de norske nordområdene*. April 2010.

http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Underlagsrapporter%20-%20forvaltningsplan%20Barentshavet%20-%20Lofoten%202010/Underlagsrapport_4_Teknologi-%20og%20kunnskapsstatus.pdf

Petroleumstilsynet, UiS & IRIS 2011. *Technology and operational challenges for the high north*, Report IRIS 2011/166, 26.10.2011

<http://www.ptil.no/nyheter/bedre-grunnlag-i-nord-article8164-24.html>

Proactima 2012a. *Vurdering av frekvenser relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030*. PS-1070011-RE-05. Rev. 2. 24.04.2012.

<http://www.klif.no/no/Tema/Vann-og-hav/Nordsjoen/--MENY/Forvaltningsplan-for-Nordsjoen/-MENY/Publikasjoner/>

Proactima 2012b. *Forslag til scenarier relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030*. PS-1070011-RE-06. Rev. 2. 24.04.2012.

<http://www.klif.no/no/Tema/Vann-og-hav/Nordsjoen/--MENY/Forvaltningsplan-for-Nordsjoen/-MENY/Publikasjoner/>

Prop. 1 S (2010-2011)). *Proposisjon til Stortinget (forslag til stortingsvedtak) for budsjettåret 2011*.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/reqpubl/prop/2010-2011/prop-1-s-20102011.html?id=618762>

Reason 1997. *Managing the Risks of Organizational Accidents*. Aldershot: Ashgate.

Renn 2008. *Risk Governance: Coping with Uncertainty in a Complex world*. London: Earthscan.

SINTEF 2008. *Vurdering av risiko for akutte utslipp i Norskehavet. Innspill til Sektorutredning petroleum i forbindelse med helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet(HFN)*. Rapportnr. A4747.

03.01.2008. www.dirnat.no/attachment.ap?id=972

SINTEF 2009. *Ship collisions during offshore operations*. ISSN 0801-1818. 01.04.2008.

<http://www.sintef.no/home/MARINTEK/MARINTEK-Publications/MARINTEK-Review-No-1---April---2008/Ship-Collisions-during-Offshore-Operations/>

SINTEF 2011. *Temporary abandoned wells on NCS*. Rapportnr. 31.7807.00/01/11-2011.033.

24.08.2011. <http://www.ptil.no/nyheter/miljoerisiko-midlertidig-forlatte-broenner-paa-norsk-sokkel-article8094-24.html>

Standard Norge 2004a. *NORSOK standard N-004 Design of steel structures*. Rev. 2. Oktober 2004.

<http://www.standard.no/en/Sectors/Petroleum/NORSOK-Standard-Categories/N-Structural/N-0041/>

Standard Norge 2004b. *NORSOK standard D-010 Well integrity in drilling and well operations*. Rev. 3.

August 2004. <http://www.standard.no/en/Sectors/Petroleum/NORSOK-Standard-Categories/D-Drilling/D-0102/>

Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

St.mld. nr. 12 (2001-2002). *Rent og rikt hav*.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/20012002/stmeld-nr-12-2001-2002-.html?id=195387>

St.mld. nr. 8 (2005-2006). *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan)*.

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/stmeld/20052006/stmeld-nr-8-2005-2006-.html?id=199809>

Store Norske Leksikon 2011. <http://snl.no/>

Tinnmansvik 2008. *Robust arbeidspraksis – Hvorfor skjer ikke flere ulykker på sokkelen?* Trondheim:

Tapir Akademiske Forlag. <http://www.sintef.no/Teknologi-og-samfunn/Sikkerhet/Artikler--Articles/iNy-bokibrRobust-arbeidspraksis--Hvorfor-skjer-det-ikke-flere-ulykker-pa-sokkelen/>