

VURDERING AV FREKVENSER
RELATERT TIL AKUTT UTSLIPP TIL
SJØ FRA PETROLEUMSVIRKSOMHET
I NORDSJØEN OG SKAGERRAK I
PERIODEN 2010 TIL 2030



PETROLEUMSTILSYNET



Rapport

Rapporttittel

Vurdering av frekvenser relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030.

Rapportnummer

Gradering

☒ Offentlig ☐ Begrenset ☐ Strengt fortrolig
☐ Unntatt offentlighet ☐ Fortrolig

Involverte

Petroleumstilsynet: Ingrid Årstad, Ingvill Røslund og Vidar Kristensen

Dato: 24. april 2012

Proactima: Hermann Steen Wiencke, Karianne Haver, Toril Gya og Roger Flage

Rapport og prosjektfinformasjon

Sammendrag

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.

Denne rapporten presenterer frekvenser for akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Dette er gjort med bakgrunn i lokasjoner for og type petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030, samt hvilke hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp til sjø sett i forhold til dette.

Norske emneord

Prosjekttittel

Prosjektnr

Antall sider

Opplag

RAPPORT

Vurdering av frekvenser relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030

Oppsummering:

Denne rapporten presenterer frekvenser for akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Dette er gjort med bakgrunn i lokasjoner for og type petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030, samt hvilke hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp til sjø sett i forhold til dette. Rapporten er utarbeidet av Proactima AS i samarbeid med, og på oppdrag for, Petroleumstilsynet.

Rapporten redegjør for vurderinger knyttet til å etablere en total frekvens for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. I tillegg diskuteres områderelevant historisk informasjon om akutte utslipp til sjø knyttet til petroleumsvirksomhet på norsk sokkel generelt, og i Nordsjøen og Skagerrak spesielt.

Nøkkelord	Risiko, akutt utslipp, petroleumsvirksomhet, frekvens, Nordsjøen, Skagerrak
Rapport nr.	PS-1070011-RE-05
Konfidensialitet	Åpen
Dato	12. mai 2011
Revisjon nr.	2
Sider	70
Revidert dato	24. april 2012

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon.....	8
1.1	Bakgrunn	8
1.2	Formål.....	9
1.3	Avgrensninger.....	9
1.4	Begrepsavklaringer	9
1.5	Forkortelser	10
1.6	Rapportens oppbygning	10
2	Lokasjoner for petroleumsvirksomhet og hendelsestyper	12
2.1	Lokasjoner for petroleumsvirksomhet	12
2.2	Hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp	12
3	Etablering av basisfrekvenser for ulike hendelsestyper	14
3.1	DFU 1 Prosesslekkasjer.....	14
3.2	DFU 3 Brønnhendelser (utblåsning og brønnlekkasje).....	15
3.3	DFU 5-8 Konstruksjonshendelser	16
3.3.1	DFU 5-7 Skipskollisjoner	16
3.3.2	DFU 8 Skade på bærende konstruksjon	17
3.4	DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange	17
3.4.1	Lekkasje på undervannsproduksjonsanlegg.....	18
3.4.2	Rørledningslekkasjer	18
3.4.3	Stigerørlekkasjer	19
3.4.4	Utslipp ifm. lasting / lossing av olje	19
3.5	Oppsummering.....	21
4	Etablering av risikonivå for Nordsjøen og Skagerrak.....	22
4.1	Etablering av frekvenser i tradisjonelle risikoanalyser	22
4.2	Bruk av tradisjonelle risikoanalyser.....	23
4.3	Sammenheng mellom aktivitetsnivå og risikonivå.....	23
4.4	Etablering av risikonivå for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak.....	27

4.5	Påvirkning av risikonivå for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak.....	28
5	Områderelevant informasjon om akutte utslipp til sjø	29
5.1	RNNP og RNNP-AU	29
5.1.1	Avgrensninger, datamateriale og fremstilling av resultater	30
5.2	Inntrufne akutte utslipp av råolje.....	32
5.2.1	Antall utslipp.....	32
5.2.2	Mengde utslipp.....	33
5.2.3	Utslipp fra kaksinjeksjonsbrønner	35
5.3	Tilløpshendelser til akutt utslipp av råolje	36
5.3.1	Antall tilløpshendelser som kunne ført til akutte utslipp til sjø	37
5.3.2	Risikoinndikator for potensielt antall utslipp	38
5.3.3	Risikoinndikator for potensiell mengde utslipp	39
5.4	Barriereytelse i forbindelse med tilløpshendelser til akutt utslipp av råolje	40
5.5	Diskusjon	41
5.5.1	Tolkningsbegrensninger	41
5.5.2	Usikkerhet i datagrunnlaget.....	42
5.6	Konklusjoner fra RNNP som påvirker risiko for akutte utslipp til sjø	42
5.7	Områderelevant informasjon fra RNNP-AU for Nordsjøen og Skagerrak	43
6	Konklusjon	44
7	Referanser.....	46
8	Vedlegg – Detaljert informasjon fra RNNP-AU	48
8.1	Risikoinndikatorer for potensielt antall akutte utslipp av råolje.....	48
8.1.1	DFU 1 – Prosesslekkasjer	48
8.1.2	DFU 3 – Brønnhendelser	49
8.1.3	DFU 5 – Passerende skip på kollisjonskurs.....	50
8.1.4	DFU 6-8 Drivende gjenstand på kollisjonskurs, kollisjon med feltrelatert fartøy og skade på bærende konstruksjon	51
8.1.5	DFU 9 – Lekkasjer og skader på undervanns produksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange	52
8.2	Risikoinndikatorer for potensiell mengde akutt utsluppet råolje	53
8.2.1	DFU 1 – Prosesslekkasjer	53
8.2.2	DFU 3 – Brønnhendelser	54

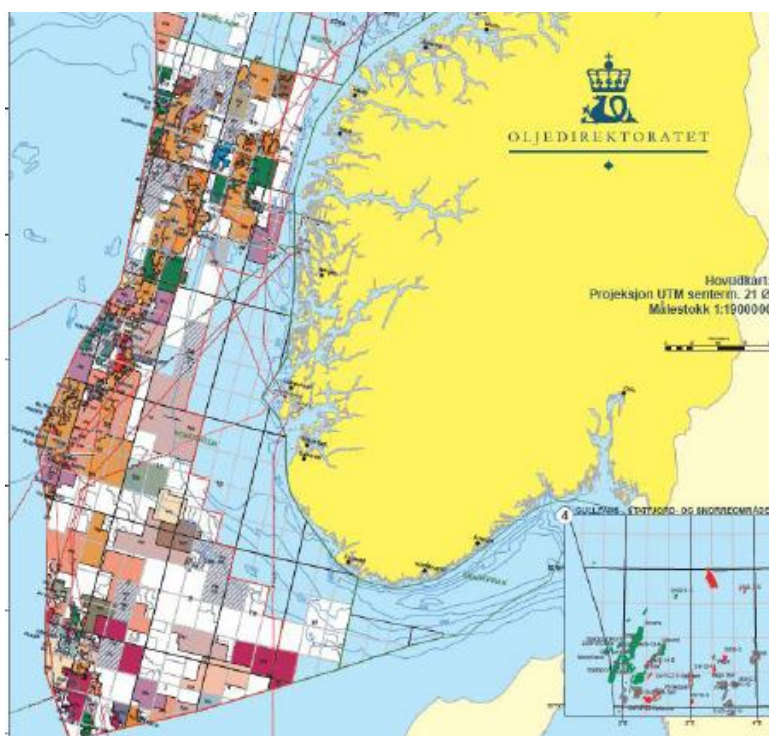
8.2.3	DFU 5-8 – Konstruksjonshendelser	55
8.2.4	DFU 9 – Lekkasje og skader på undervanns produksjonsanlegg/ rørledning/ stigerør/ brønnstrømsrørledninger/ lastebøye/ lasteslange	55
8.3	Barriereytelse ved tilløpshendelser.....	56
8.3.1	DFU 1 – Prosesslekkasjer	56
8.3.1.1	Deteksjon.....	57
8.3.1.2	Nedstengning	58
8.3.1.3	Trykkavlastning.....	60
8.3.1.4	Oppsamling.....	62
8.3.2	DFU 3 – Brønnhendelser	63
8.3.2.1	Deteksjon.....	63
8.3.2.2	Drepeslam	64
8.3.2.3	Stenge inn brønn	65
8.3.2.4	Sirkulere ut formasjonsvæske under trykk	66
8.3.2.5	Trekke borestrengen under trykk.....	67
8.3.2.6	Lede innstrømningsvæske bort fra innretningen.....	67
8.4	Sammenheng mellom inntrufne akutte utslipp og indikatorer for akutte utslipp og barrierer	67

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Petroleumstilsynet (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.

I denne rapporten presenteres frekvenser for akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Dette er gjort med bakgrunn i lokasjoner for og type petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030, samt hvilke hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp til sjø sett i forhold til dette. 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 petroleumsakktivitet i Nordsjøen (OD, 2010).

Ved å ta utgangspunkt i historiske ulykkesdata for forskjellige hendelsestyper, samt et sett med antagelser vedrørende innretningstype, antall brønner, antall operasjoner av ulike typer med mer, kan frekvens for akutt utslipp totalt eller for ulike utslippskategorier etableres. Denne typen fremstillinger må imidlertid leses og forstås i lys av at de nettopp er basert på historiske data ofte av varierende kvalitet og mengde, og ofte bestående av både nasjonal og internasjonal statistikk fra flere år tilbake i tid. Videre at dataenes representativitet i forhold til fremtiden, de områdespesifikke, feltspesifikke eller sågar brønn- og utstyrspesifikke forhold (som vil være unike i hvert tilfelle) kan stilles spørsmålsteget ved. Det betyr ikke at denne type frekvenser er irrelevant informasjon, men det betyr at de vanskelig kan legges til grunn som et bilde på risikoen forbundet med fremtidig aktivitet i for Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030.

I rapporten redegjøres det for vurderinger knyttet til det å etablere en total frekvens for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. I tillegg diskuteres områderelevant historisk informasjon om akutte utslipp til sjø knyttet til petroleumsvirksomhet på norsk sokkel

generelt, og i Nordsjøen og Skagerrak spesielt. Rapporten tar blant annet utgangspunkt i eksisterende datamateriale som foreligger i prosjektene "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet" (RNNP) og "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet – akutte utslipp" (heretter kalt RNNP-AU) som ledes av Ptil.

Rapporten er utarbeidet av Proactima AS i samarbeid med, og på oppdrag for, Ptil. Denne rapporten henger tett sammen med rapportene "Forslag til scenarioer relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 – 2030" (Proactima, 2012a), heretter kalt scenariorapporten, og "Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak" (Proactima, 2012b).

1.2 Formål

Formålet med denne rapporten er å diskutere frekvenser for akutte utslipp til sjø knyttet til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030.

1.3 Avgrensninger

I denne rapporten er det kun gjort vurderinger knyttet til akutt utslipp til sjø. Regulære driftsutslipp og akutt utslipp til luft er altså ikke vurdert. Det er i rapporten valgt å fokusere på hydrokarbonlekkasjer; akutte utslipp av kjemikalier er derfor ikke vurdert. Med tanke på akutt forurensning er det videre valgt å fokusere på utslipp av olje, og ikke av gass. Hendelser relatert til skipsfart som genereres av petroleumsvirksomheten, samt hendelser knyttet til for eksempel russiske tankere i norsk farvann, er ikke vurdert i denne rapporten.

Detaljer rundt valg av scenarioer er dekket i en egen rapport (Proactima, 2012a).

1.4 Begrepsavklaringer

I denne rapporten er det valgt å gruppere de potensielle hendelsene i et sett med hendelsestyper. Med en **hendelsestype** menes her;

En naturlig gruppering av hendelser med utgangspunkt i følgende;

1. deres felles årsakssammenheng,
2. karakteristikken eller likhetstrekkene mellom de systemene / utstyr som inneholder hydrokarboner, eller
3. basert på de aktivitetene som hendelsene eventuelt skjer i forbindelse med.

En hendelsestype 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.

Med **utslippshendelse** forstås i denne rapporten et akutt (dvs. ikke planlagt) utslipp til sjø av hydrokarboner.

Med **tilløpshendelse** forstås i denne rapporten en hendelse som ikke har ført til akutt utslipp men som *kunne* ha ført til akutt utslipp dersom én eller flere av barrierene som skal hindre en slik utvikling hadde sviktet.

1.5 Forkortelser

BDV	Blowdown valve (nedblåsningsventil)
BOP	Blowout preventor (utblåsningssikring)
DFU	Definert fare- og ulykkeshendelse
DHSV	Downhole safety valve (sikkerhetsventil i borehull)
ESDV	Emergency shut down valve (nødavstengingsventil)
FPSO	Floating production, storage and offloading (produksjons- og lagerskip)
FPU	Floating production unit (flytende produksjonsenhet)
HTHT	Høyt trykk og/eller høy temperatur (en brønn med forventet brønntrykk over 690 bar (10 000 psi) og/ eller bunnhullstemperatur over 150 °C (Scandpower, 2011))
Klif	Klima- og forurensningsdirektoratet
NUI	Normalt ubemannet innretning
N/A	Not applicable (ikke relevant)
OD	Oljedirektoratet
PSV	Pressure safety valve (trykkstyrt sikkerhetsventil)
Ptil	Petroleumstilsynet
RNNP	Risikonivå for norsk petroleumsvirksomhet
RNNP-AU	RNNP for akutte utslipp

1.6 Rapportens oppbygning

I kapittel 2 beskrives de ulike hendelsestypene som diskuteres i denne rapporten, med bakgrunn i lokasjoner for og type petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030.

I kapittel 3 presenteres basisfrekvenser for de ulike hendelsestypene, basert på historiske ulykkesfrekvenser.

I kapittel 4 diskuteres bruk av tradisjonelle kvantitative risikoanalyser for petroleumsinnretninger på norsk sokkel og det belyses hvorfor det ikke kan etableres en totalfrekvens for akutt utslipp til sjø for all petroleumsvirksomhet i hele Nordsjøen og Skagerrak.

I kapittel 5 presenteres data som er samlet inn gjennom RNNP-AU prosjektet. Dette gir områderelevant informasjon om akutte utslipp til sjø som har skjedd på norsk sokkel generelt, og i Nordsjøen spesielt. Detaljert informasjon fra RNNP-AU prosjektet er presentert som et eget vedlegg.

Basert på diskusjonen rundt bruk av basisfrekvenser slik det gjøres i tradisjonelle kvantitative risikoanalyser for petroleumsinnretninger på norsk sokkel, samt den områderelevante informasjonen

om akutte utslipp samlet inn gjennom RNNP-AU prosjektet, konkluderes det i kapittel 6 at etablering av frekvenser må ses i sammenheng med hva som påvirker frekvensene for akutt utslipp til sjø.

2 Lokasjoner for petroleumsvirksomhet og hendelsestyper

2.1 Lokasjoner for petroleumsvirksomhet

I sitt fremtidsbilde for 2030 for de ulike sektorene i Nordsjøen (sørlige, midtre, nordlige) peker Oljedirektoratet (OD) på følgende fem hovedområder for petroleumsvirksomhet i år 2030 (OD, 2010):

- Ekofisk – Valhall (sørlige del av Nordsjøen)
- Sleipner (midtre del av Nordsjøen)
- Heimdal (midtre del av Nordsjøen)
- Oseberg – Troll (nordlige del av Nordsjøen)
- Tampen (nordlige del av Nordsjøen)

Det er disse hovedområdene som danner grunnlaget for vurderingene som gjøres. Se scenariorapporten (Proactima, 2012a) for en mer detaljert beskrivelse av hovedområdene for fremtidig petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.

2.2 Hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp

Det er flere hendelsestyper som kan føre til akutte utslipp til sjø. Hvilke hendelsestyper som potensielt kan inntreffe, er i stor grad avhengig av innretningstype. I denne rapporten er det valgt å ta utgangspunkt i følgende innretningstyper:

- Flyter med brønnhode plassert på havbunnen (FPU, semi-sub)
- Produksjons- og lagerskip (FPSO)
- Fast innretning med brønnhode plassert topside (fast, kompleks, jack-up, NUI)
- Condeep (med / uten lagring)
- Havbunnsinnretning

Disse innretningstypene er valgt da de prinsipielt omfatter alle eksisterende innretninger i Nordsjøen, i tillegg til at fremtidig petroleumsvirksomhet i Nordsjøen i år 2030 også vil kunne beskrives av en av disse innretningstypene. Det kan ikke utelukkes at det i fremtiden vil kunne bli utviklet nye typer innretninger, men de nevnte innretningstypene er per nå vurdert som de mest relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen frem til 2030.

I denne rapporten er følgende hendelsestyper, også kalt definerte fare- og ulykkeshendelser (DFU), vurdert som relevante i vurderingen av risiko for akutt utslipp til sjø forbundet med petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak:

- DFU 1 Prosesslekkasjer
- DFU 3 Brønnhendelser (utblåsning og brønnlekkasje)
- DFU 5 Passerende skip på kollisjonskurs
- DFU 6 Drivende gjenstand / fartøy på kollisjonskurs
- DFU 7 Kollisjon med feltrelatert fartøy / innretning / skytteltanker
- DFU 8 Skade på bærende konstruksjon
- DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange

De ulike hendelsestypene er nærmere beskrevet i scenariorapporten (Proactima, 2012a).

Prosjektet "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet" (RNNP) ble igangsatt av OD i år 2000 for å overvåke utviklingen av risikonivå i petroleumsvirksomheten, bidra til et mer omforent bilde av

denne utviklingen blant partene i næringen, samt tidlig identifisere trender og dermed bedre prioritere ulykkesforebyggende innsats fra myndighetene og aktørene. Siden 2004 er prosjektet videreført av Ptil, som hvert år utgir en RNNP-rapport.

RNNP har frem til i det siste prioritert overvåking av risiko som personell i petroleumsvirksomheten utsettes for. Det er imidlertid mange hendelser som både kan utgjøre en fare for mennesker, og som kan føre til et akutt utslipp til sjø. Det omfattende datamaterialet som er samlet inn i forbindelse med RNNP, er derfor nå brukt i et større arbeid for å kunne overvåke risiko for akutte utslipp til sjø i norsk petroleumsvirksomhet. Dette arbeidet kalles "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet – akutte utslipp" (RNNP-AU), og de første rapportene fra dette arbeidet ble utgitt i 2010 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a; Ptil, Preventor & Safetec, 2010b), og det planlegges årlig utgivelse på lik linje med RNNP.

I RNNP-prosjektet for personellrisiko er også andre DFUer definert, men disse er vurdert ikke å være relevante med hensyn til akutte utslipp til sjø.

Hendelsestypene listet ovenfor er de samme som brukes i prosjektet Risikonivå i petroleumsvirksomheten – Akutt utslipp (RNNP-AU) (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a; 2010b).

3 Etablering av basisfrekvenser for ulike hendelsestyper

I dette kapittelet diskuteres basisfrekvenser for de ulike hendelsestypene som ble presentert i kapittel 2.2. Se scenariorapportene for en nærmere beskrivelse av de ulike hendelsestypene (Proactima, 2012a).

3.1 DFU 1 Prosesslekkasjer

I RNNP-prosjektet er det oppgitt antall hydrokarbonlekkasjer for en viss periode, men det er ikke gitt direkte frekvenser for prosesslekkasjer. Siste utgitte RNNP-rapport er fra 2010 (Ptil, 2010b) og denne baserer seg på data innsamlet i perioden 1996-2009.

I denne rapporten er det sett på et utvalg av dataene fra RNNP-rapporten for å gjøre en vurdering knyttet til frekvens for prosesslekkasjer. Det er valgt å se på et 10 års perspektiv fra 1999 til 2009, og det er valgt kun å inkludere de prosesslekkasjene som har utslippsrate over 1 kg/s. Dette fordi prosesslekkasjer med utslippsrate under 1 kg/s er antatt å bli samlet opp av dreneringssystemet på innretningen og dermed ikke medføre akutt utslipp til sjø.

Totalt har det vært 69 prosesslekkasjer over 1 kg/s i perioden 1999-2009 (Ptil, 2010b). I løpet av samme periode har det vært 961 innretningsår (Ptil, 2010b). Dette gir 69 lekkasjer på 961 innretninger i løpet av denne perioden, som gir at forventet antall lekkasjer per innretning per år er $69/961 = 7,2E-02$.

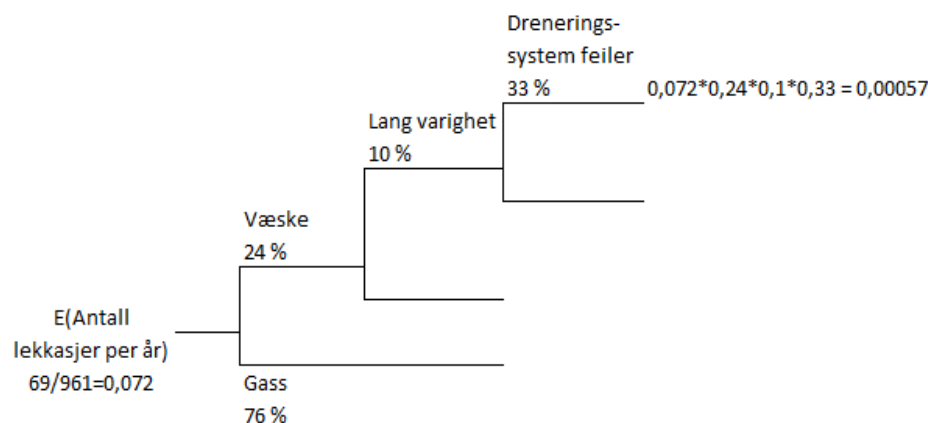
Da formålet med denne rapporten er å vurdere akutt utslipp til sjø, er det foretatt en forenklet vurdering knyttet til hvor stor andel av det totale utslippet som potensielt vil ende på sjøen. Til dette brukes et hendelsestre som er basert på analytikernes vurdering av hvordan en prosesslekkasje vil bli håndtert. Se Figur 2.

Ved bekreftet lekkasje fra et prosessanlegg vil det iverksettes isolering av prosessegmentene, samt nedstengning og trykkavlastning, for å begrense mengde utslipp. En prosesslekkasje vil kun føre til akutt utslipp til sjø dersom oljen som slippes ut ikke blir samlet opp av innretnings dreneringssystem. I forbindelse med RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010) er det gjort en gjennomgang av barriereytelse for registrerte tilløpshendelser knyttet til totalt 101 prosesslekkasjer på innretninger som er registrert på norsk sokkel i perioden 2003-2009. Kun væskelekkasjer vil kunne gi akutt utslipp til sjø. Av de 101 gjennomgåtte granskningsrapportene var 77 gasslekkasjer, 11 oljelekkasjer og 13 tofaselekkasjer. Andelen væskelekkasjer har altså vært $(11+13)/101 = 24 \%$.

Varigheten på en lekkasje og mengde væske som slippes ut, er blant annet avhengig av om lekkasjen detekteres og av om prosessanlegget trykkavlastes og stenges ned. I RNNP-AU er både automatisk og manuell inngripen vurdert. Deteksjon synes å ha fungert i alle tilløpshendelsene. Nedstengning har ikke fungert tilstrekkelig i to av tilfellene (2 % av tilløpshendelsene), mens trykkavlastningen har sviktet i rundt 10 % av tilfellene (Ptil, Preventor & Safetec, 2010). På bakgrunn av dette er det valgt å anta at det i 10 % av tilfellene vil være en relativt lang varighet på utslippet. For prosesslekkasjer med kort varighet er det antatt at lekkasjen ikke vil medføre akutt utslipp til sjø.

Dreneringssystemet vil kunne forhindre at prosesslekkasjer med lang varighet gir akutt utslipp til sjø. RNNP-AU viser at for åtte av de 24 væskehendelsene har ikke oppsamlingsbarrieren fungert tilstrekkelig. Basert på dette er det valgt å benytte en sannsynlighet på $8/24 = 33 \%$ for at dreneringssystemet feiler eller at lekkasjen overstiger kapasiteten til dreneringssystemet og på denne måten medfører et akutt utslipp til sjø.

Basert på disse antagelsene kan det settes opp et hendelsestre som vist i Figur 2.



Figur 2 Hendelsestre for prosesslekkasjer relatert til sannsynlighet for akutt utslipp til sjø.

Basert på de antagelsene og ovenstående vurderingene er det valgt å etablere en basisfrekvens for en prosesslekkasje som potensielt kan gi akutt utslipp til sjø på $5,7E-04$ per innretning per år.

3.2 DFU 3 Brønnhendelser (utblåsning og brønnlekkasje)

Scandpower-rapporten "Blowout and well release frequencies" (Scandpower, 2011), som er basert på SINTEF Offshore Blowout Database, angir frekvenser for utblåsninger og brønnlekkasjer for ulike typer brønnoperasjoner. Disse frekvensene er gjengitt i Tabell 1 og Tabell 2 nedenfor. Tabellene angir frekvenser for henholdsvis oljebrønner, gassbrønner og en tenkt gjennomsnittsbrønn for de ulike operasjonene.

Tabell 1 Basisfrekvenser for utblåsning (Scandpower, 2011).

Operasjon	Frekvens (Gjennomsnitts-brønn)	Frekvens (Gassbrønn)	Frekvens (Oljebrønn)	Benevning
Leteboring (normale brønner)	1,12E-04	1,02E-04	1,23E-04	Per brønn
Leteboring (HTHT brønner*)	6,92E-04	6,32E-04	7,65E-04	Per brønn
Produksjonsboring (normale brønner)	2,37E-05	2,16E-05	2,62E-05	Per brønn
Produksjonsboring (HTHT brønner*)	1,47E-04	1,34E-04	1,62E-04	Per brønn
Komplettering	1,49E-04	2,1E-04	8,4E-05	Per operasjon
Kabeloperasjon	7,0E-06	1,0E-05	4,0E-06	Per operasjon
Kveilerøperasjon	1,5E-04	2,1E-04	8,4E-05	Per operasjon
Snubbing	2,4E-04	3,4E-04	1,3E-04	Per operasjon
Brønnoverhaling	2,5E-04	3,6E-04	1,4E-05	Per operasjon
Produksjon**	7,9E-05	1,5E-04	1,5E-05	Per brønnår

* Høy temperatur, høyt trykk

** Inkluderer ikke eksterne årsaker (et eksempel på en ekstern årsak kan være en skipskollisjon).

Tabell 2 Basisfrekvenser for brønnlekkasje (Scandpower, 2011).

Operasjon	Frekvens (Gjennomsnitts- brønn)	Frekvens (Gassbrønn)	Frekvens (Oljebrønn)	Benevning
Leteboring (normale brønner)	2,44E-03	2,23E-03	2,70E-03	Per brønn
Leteboring (HTHT brønner*)	1,52E-02	1,38E-02	1,68E-02	Per brønn
Produksjonsboring (normale brønner)	5,18E-04	4,73E-04	5,73E-04	Per brønn
Produksjonsboring (HTHT brønner*)	3,21E-03	2,93E-03	3,55E-03	Per brønn
Komplettering	2,9E-04	4,2E-04	1,7E-04	Per operasjon
Kabeloperasjon	1,3E-05	1,9E-05	7,5E-06	Per operasjon
Kveilerøperasjon	1,4E-04	2,0E-04	7,9E-05	Per operasjon
Snubbing	1,1E-04	1,6E-04	6,4E-05	Per operasjon
Brønnoverhaling	4,2E-04	6,0E-04	2,4E-04	Per operasjon
Produksjon**	1,8E-05	3,4E-05	3,3E-06	Per brønnår

* Høy temperatur, høyt trykk

** Inkluderer ikke eksterne årsaker (et eksempel på en ekstern årsak kan være en skipskollisjon).

Det er i denne rapporten valgt å se bort fra grunn gass ettersom dette er relevant for personellrisiko og ikke for akutte utslipp til sjø.

3.3 DFU 5-8 Konstruksjonshendelser

Konstruksjonshendelser inkluderer følgende hendelsestyper:

- DFU 5 Passerende skip på kollisjonskurs
- DFU 6 Drivende gjenstand / fartøy på kollisjonskurs
- DFU 7 Kollisjon med feltrelatert fartøy / innretning / skytteltanker
- DFU 8 Skade på bærende konstruksjon

I det videre er det valgt å vurdere DFU 5-7 samlet under betegnelsen skipskollisjon.

3.3.1 DFU 5-7 Skipskollisjoner

En skipskollisjon fører ikke til akutt utslipp til sjø i seg selv, men kan føre til følgende hendelsestyper som igjen kan føre til utslipp til sjø:

- Stigerørslekkasje (DFU 9)
- Utblåsning (DFU 3)
- Utslipp fra lagringstanker

I tillegg kan en kollisjon føre til tap av hovedbæreevne, som igjen kan føre til en eller flere av hendelsene i listen ovenfor, avhengig av omfanget av kollisjonen.

Ved en kollisjon mellom et skip og en innretning vil det også kunne oppstå en lekkasje fra det kolliderende skipet. Et forsyningsskip inneholder kun en begrenset mengde olje og bidraget til lekkasje fra selve skipet vil dermed være neglisjerbart. For andre skip som for eksempel oljetankere, kan det imidlertid være et betydelig volum olje som kan lekke ut. Hendelser relatert til skipsfart som genereres av petroleumsvirksomheten, samt hendelser knyttet til for eksempel russiske tanker i norsk farvann, er ikke vurdert i denne rapporten.

Stigerørene er gjerne gruppert og samlet på den ene siden av en innretning eller beskyttet mot ekstern påvirkning, i for eksempel betongunderstell. Skip som skal anløpe en innretning, vil følge operasjonelle prosedyrer som sikrer at anløp ikke skjer på den siden av innretningen hvor stigerørene befinner seg og dette begrenser sannsynligheten for kollisjon med stigerørene. Når det gjelder passerende fartøy, kan man gjøre geometriske vurderinger for å beregne sannsynligheten for kollisjon med stigerørene.

Norsk regelverk krever doble brønnbarrierer, noe som kan bidra til å forhindre at en skipskollisjonshendelse eskalerer til en utblåsning. Eksempelvis vil en sikkerhetsventil i borehullet kunne hindre eskalering dersom et brønnstrømsrør har blitt utsatt for en kollisjon.

I RNNP-AU prosjektet er det oppgitt at det i perioden 1999-2009 har vært ti alvorlige kollisjoner på norsk sokkel (Ptil, 2010b). I samme periode har det vært avvirket 961 innretningsår (Ptil, 2010b). Dette gir en historisk frekvens for kollisjon på $10/961 = 1,04E-02$ per innretning per år. Ingen av disse historisk erfarte kollisjonene har medført alvorlige utslipp til sjø. Selv om det har inntruffet en kollisjon, er det ikke gitt at resultatet blir akutt utslipp til sjø. Dersom det antas at 10 % av slike hendelser vil medføre akutt utslipp til sjø, blir frekvensen $1,04E-03$ per innretning per år.

3.3.2 DFU 8 Skade på bærende konstruksjon

Skade på bærende konstruksjon kan medføre konstruksjonsskader som ender med akutt utslipp til sjø. Denne DFUen dekker skade på bærende konstruksjon som følge av andre hendelsestyper enn de øvrige DFUene som er beskrevet i denne rapporten. Dette kan for eksempel være mindre sprekker som har potensial til å videreutvikle seg, konstruksjonsskade som følge av ekstremvær eller en tankeeksplosjon for innretninger med lagring av olje, for eksempel en tankeeksplosjon på en FPSO. For denne DFUen tas det ikke hensyn til ballasterings- og stabilitetsproblemer. Tap av bærende konstruksjon som følge av andre typer hendelser er imidlertid inkludert i vurderingene under de respektive DFUene.

I DNV rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet" (DNV, 2006) er det gjort vurderinger for brudd på tank som følge av miljølast, herunder ekstreme værforhold, som potensielt kan føre til at skipet kantrer. Dette er videre vurdert å kunne medføre at det går hull på én eller flere av skipets tanker og at innholdet i stigerør og feltinterne rørledninger kan lekke ut. Frekvensen for en slik hendelse er i DNV-rapporten vurdert til $1,0E-05$ per år.

Det er et krav i norsk regelverk at en innretning skal være dimensjonert til å motstå eksterne krefter med en årlig frekvens på $1,0E-4$.

Det finnes lite datagrunnlag for denne type hendelser i RNNP ettersom større ulykker knyttet til konstruksjoner og maritime systemer er sjeldne (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). På bakgrunn av dette er det vanskelig å etablere en frekvens for skade på bærende konstruksjon. Ved å ta utgangspunkt i dimensjoneringskravet for innretninger på norsk sokkel kan imidlertid frekvensen for denne hendelsestypen settes til $1,0E-4$ per år. Det er her ikke vurdert om utviklingen i klima kombinert med aldring av innretninger kan tilsa at frekvensen for skade på bærende konstruksjon kan komme til å øke. Krav til bærende konstruksjon er noe som bør vurderes ved nytt design og ved vurdering av forlenget levetid av eksisterende innretninger.

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

Denne DFUen inkluderer følgende hendelsestyper:

- Utslipp fra undervannsproduksjonsanlegg
- Rørledningslekkasjer

- Feltinterne rørledninger / brønnstrømsrørledninger
 - Felteksterne rørledninger
- Stigerørslekkasjer
 - Unntatt som følge av eskalering av andre typer lekkasjer da dette dekkes under den enkelte DFU
 - Unntatt som følge av kollisjon da dette er inkludert i konstruksjonshendelser (DFU 5-8)
- Utslipp ved lasting / lossing av olje

3.4.1 Lekkasje på undervannsproduksjonsanlegg

Det kan oppstå lekkasjer i undervannsproduksjonsanlegg. Dette er en relevant hendelse for havbunnsinnretninger og innretninger med brønnhode plassert på havbunnen. En lekkasje som oppstår på en havbunnsinnretning vil kunne ha lengre varighet enn en lekkasje som skjer på en topside innretning da det kan være vanskeligere å oppdage lekkasjen. Spesielt på store havdyp kan en risikere at en mindre lekkasje vil kunne pågå over lang tid før denne avdekkes. Selve manifoldene på havbunnsrammer inneholder imidlertid mindre mengder hydrokarboner, og en lekkasje i en havbunnsinnretning antas dermed å være dekket av vurderingene for andre DFUer (utblåsning, stigerør- og rørledningslekkasjer).

I fremtiden kan det bli aktuelt med undervanns separasjon og prosessering av brønnstrøm, noe som kan medføre noe større mengde olje som kan slippes ut ved en potensiell lekkasje i et undervannsproduksjonsanlegg. I hvor stor grad slike konsepter vil bli benyttet frem mot 2030 er usikkert. Det vil være viktig å se nøye på de utfordringene som knytter seg til slike konsepter, som blant annet vedlikehold og reparasjon av utstyr, deteksjon av lekkasjer med mer, før konseptene tas i bruk. Dette kan være aktuelt å vurdere nærmere ved en eventuell oppdatering av rapporten basert på ny kunnskap om slike konsepter.

3.4.2 Rørledningslekkasjer

I DNV rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet" (DNV, 2006) presenteres det frekvenser for lekkasjer i rørledninger og stigerør for ulike hendelsestyper. Lekkasjefrekvenser for rørledninger er gjengitt i Tabell 3. Siden disse frekvensene er basert på generiske frekvenser, kan de antas å være gyldige også for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Det finnes også en DNV-rapport fra 2009 (DNV, 2009) som oppgir lekkasjefrekvenser for ulike hendelsestyper, men i denne rapporten er ikke frekvenser for rørledningslekkasjer oppgitt og derfor er ikke den nyeste versjonen brukt her.

Tabell 3 Frekvenser for rørledningslekkasje (DNV, 2006).

Rørledning	Beskrivelse		Feilfrekvens	Benevning
Rørledning under vann, åpent hav	Feltinterne	Brønnstrømsrør og andre små rørledninger med uprosessert væske	2,0E-04	Per km per år
	Felteksterne	Prosessert olje eller gass med rørdiameter ≤ 24"	1,25E-05 1,75E-04	Per km per år Per karakter og per rørledningsår
Rørledning under vann, ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsone	Diameter ≤ 16"		3,95E-04	Per år
	Diameter > 16"		9,5E-05	Per år

Fra Tabell 3 ser en at lekkasjefrekvensen for en rørledning avhenger av rørledningens diameter og lengde, samt rørledningens eksponering i forhold til ekstern ulykkesbelastning i områder nær plattformen (for eksempel eksponering for fallende last).

For felteksterne rørledninger ser en at feilfrekvensen er delt opp i to ulike ledd – ett som er lengdeavhengig og ett som ikke er lengdeavhengig. Det siste leddet er i stedet avhengig av rørets beskaffenhet og eksterne forhold, som for eksempel laster fra tråler, innvendig og utvendig korrosjon, utmatting, utknekking eller ras. Ved å gjøre en vurdering av disse forholdene for en rørledning kan en rørledningskarakter settes og en justeringsfaktor beregnes. Basert på denne justeringsfaktoren, samt rørledningens diameter og lengde, kan en feilfrekvens for rørledningen etableres.

3.4.3 Stigerørslekkasjer

I DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet" presenteres også frekvens for stigerørslekkasje. Denne er gjengitt i Tabell 4 (DNV, 2006). Det er her forutsatt bruk av fleksible stigerør.

Tabell 4 Basisfrekvens for stigerørslekkasje (DNV, 2006).

Hendelsestype	Beskrivelse	Feilfrekvens	Benevning
Stigerør	Fleksible	6,0E-03	Per stigerør per år

3.4.4 Utslipp ifm. lasting / lossing av olje

Tabell 5 viser de største akutte oljeutslippene på norsk sokkel i perioden 1977-2010, basert på informasjon fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Tabell 5 De største akutte oljeutslipp på norsk sokkel i perioden 1977-2010 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).¹

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 pga. en sprekk i en lagringscelle.
1977	12.700 ²	Ekofisk Bravo	Det største utslippet på norsk sokkel. Dette skjedde i forbindelse med en ukeslang utblåsning.

For å reflektere dagens teknologi og kunnskapsnivå er det tatt utgangspunkt i de siste årene i nevnte oversikt for å etablere en frekvens for lekkasje i forbindelse med lasting / lossing av olje. I perioden 1999-2009 har det inntruffet tre alvorlige akutte utslipp til sjø. Alle disse hendelsene er (konservativt) tatt med ved beregning av lekkasjefrekvens selv om hendelsen på Draugenfeltet i 2003 ikke var direkte relatert til lasting / lossing av olje.

I perioden 1999-2009 ble det i henhold til RNNP produsert i størrelsesorden 1,7 milliarder Sm³ olje på norsk sokkel (Ptil, 2010b). Dersom en typisk tankstørrelse på 800.000 fat (tilsvarende rundt 127.200 Sm³) legges til grunn, betyr dette at det i samme periode har blitt utført i størrelsesorden 13.420 skipninger av olje på norsk sokkel. En lekkasjefrekvens i form av forventet antall alvorlige akutte utslipp per skipning kan da uttrykkes som tre akutte utslipp fordelt på 13.420 skipninger, det vil si 2,3E-04 per skipning. Dette er en svært konservativ fremgangsmåte for å etablere frekvens for akutt utslipp til sjø i forbindelse med lasting og lossing av olje da det kun er enkelte innretninger som bruker bøyelasting, mens de fleste innretningene sender produsert volum til land i rørledning for videre behandling.

¹ Utslipp fra skytteltankere er ikke inkludert i tabellen.

² Utblåsningsraten varierer i ulike faser av hver ulykke og anslag på totalt utsluppet volum er beheftet med betydelig usikkerhet i samtlige ulykker. Dette er anslag fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). Risikogruppen (2010) oppgir for den samme ulykken et lavt og et høyt anslag som ligger henholdsvis under og over anslaget fra RNNP-AU.

3.5 Oppsummering

I Tabell 6 presenteres det en oppsummering over basisfrekvensene for de ulike hendelsestypene. Dette er frekvenser som er basert på tilgjengelig informasjon per i dag.

Tabell 6 Basisfrekvensene som er lagt til grunn for de ulike hendelsestypene.

Hendelsestype		Beskrivelse	Frekvens	Benevnning
DFU 1 Prosesslekkasjer		Prosesslekkasje til sjø	5,7E-04	Per innretning per år
DFU 3 Brønnhendelser	Utblåsning	Leteboring (normale brønner)	1,12E-04	Per brønn
		Leteboring (HTHT brønner)	6,92E-04	Per brønn
		Produksjonsboring (normale brønner)	2,37E-05	Per brønn
		Produksjonsboring (HTHT brønner)	1,47E-04	Per brønn
		Komplettering	1,49E-04	Per operasjon
		Kabeloperasjon	7,0E-06	Per operasjon
		Kveilerøperasjon	1,5E-04	Per operasjon
		Snubbing	2,4E-04	Per operasjon
		Brønnoverhaling	2,5E-04	Per operasjon
		Produksjon*	7,9E-05	Per brønnår
	Brønn-lekkasje	Leteboring (normale brønner)	2,44E-03	Per brønn
		Leteboring (HTHT brønner)	1,52E-02	Per brønn
		Produksjonsboring (normale brønner)	5,18E-04	Per brønn
		Produksjonsboring (HTHT brønner)	3,21E-03	Per brønn
		Komplettering	2,9E-04	Per operasjon
		Kabeloperasjon	1,3E-05	Per operasjon
		Kveilerøperasjon	1,4E-04	Per operasjon
		Snubbing	1,1E-04	Per operasjon
		Brønnoverhaling	4,2E-04	Per operasjon
		Produksjon*	1,8E-05	Per brønnår
DFU 5-8 Konstruksjonshendelser		Skipskollisjoner	1,04E-03	Per innretning per år
		Skade på bærende konstruksjon	1,0E-04	Per år
DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange		Stigerør (fleksible)	6,0E-03	Per stigerør per år
		Felteksterne rør (lengdeavhengig bidrag)	1,25E-05	Per km per år
		Felteksterne rør (karakteravhengig bidrag)	1,75E-04	Per karakter per rør per år
		Feltinterne rør	2,0E-04	Per km per år
		Ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen ved diameter <16"	3,95E-04	Per rørledning per år
		Ekstern ulykkesbelastning i nærplattformsonen ved diameter >16"	9,5E-05	Per rørledning per år
		Utslipp ifm. lasting/ lossing av olje	2,3E-04	Per skipning

4 Etablering av risikonivå for Nordsjøen og Skagerrak

4.1 Etablering av frekvenser i tradisjonelle risikoanalyser

Ved å ta utgangspunkt i historiske ulykkesdata for hendelsestyper som presentert i kapittel 3, samt et sett med antagelser vedrørende innretningstype, antall brønner, antall operasjoner av ulike typer med mer, kan det etableres frekvenser for de ulike hendelsestypene for ulike innretninger og lokasjoner. Nedenfor illustreres 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 basisfrekvensene fra kapittel 3 og antagelsene vedrørende antall brønner og antall brønnoperasjoner, kan det etableres frekvenser for hendelsestypen utblåsning (DFU 3). Dette er illustrert i Tabell 7.

Tabell 7 Utblåsningsfrekvens for en tenkt innretning.

DFU 03 Utblåsning	Basisfrekvens (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 7 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).

Denne typen fremstillinger må imidlertid leses og forstås i lys av at de nettopp er basert på historiske data ofte av varierende kvalitet og mengde, og ofte bestående av både nasjonal og internasjonal statistikk fra flere år tilbake i tid. Videre at dataenes representativitet i forhold til fremtiden, de områdespesifikke, feltspesifikke eller sågar brønn- og utstyrspesifikke forhold (som vil være unike i hvert tilfelle) kan stilles spørsmålsteget ved. Det betyr ikke at denne type frekvenser er irrelevant informasjon, men det betyr at de vanskelig kan legges til grunn som et bilde på risikoen forbundet med fremtidig aktivitet i et område.

I en slik sammenheng forutsettes svært mange forhold å være under kontroll og tas for gitt å være uproblematisk. Sannsynligheten for en uønsket hendelse påvirkes imidlertid i stor grad av lokasjonsspesifikke forhold, og kan ikke alene baseres på generiske internasjonale statistikker basert på typiske innretninger. Lokasjons- og feltspesifikke forhold som for eksempel utfordringer i forhold til brønnintegritet, vil i stor grad påvirke sannsynligheten for et akutt utslipp til sjø. Ofte er en klar over disse utfordringene og kan iverksette tiltak for å redusere risikoen, mens andre ganger er en ikke klar over disse utfordringene.

4.2 Bruk av tradisjonelle risikoanalyser

Tradisjonelle kvantitative risikoanalyser for petroleumsinnretninger på norsk sokkel er ofte i større grad basert på konsekvensmodellering enn på årsaksmodellering. Typisk vil det etableres frekvenser for initierende hendelser direkte basert på historiske ulykkesdata, heller enn ved å modellere hendelseskjeden og risikopåvirkende faktorer forut for den initierende hendelsen.

Konsekvensmodelleringen i tradisjonelle kvantitative risikoanalyser er imidlertid mer detaljerte og et viktig verktøy for å forstå hendelseskjeden etter at en hendelse har inntruffet og på denne måten kunne redusere risikoen ved design av en innretning.

Kvantitative risikoanalyser er derfor først og fremst et designverktøy. I en designsetting brukes kvantitative risikoanalyser i stor grad som beslutningsstøtte for valg av utbyggingskonsepter, teknologier og andre tekniske designløsninger for en spesifikk innretning. I en avveining mellom to eller flere løsninger inngår risikoanalyseresultatene til å vurdere fordeler og ulemper, relativt sett, med hensyn til risiko. Sett i en slik sammenheng kan det være fornuftig å etablere frekvenser for ulike hendelsestyper for en innretning.

Hvorfor én innretning i en tradisjonell risikoanalyse har en høyere frekvens for ulike hendelsestyper enn en annen innretning har direkte sammenheng med mengde og type utstyr og antall operasjoner på den enkelte innretning og har normalt ikke sammenheng med hvordan plattformen er drevet, om det er spesielle utfordringer relatert til brønner osv. Sett i sammenheng med hva kvantitative risikoanalyser brukes til så er dette tilstrekkelig, men risikoanalyser mellom ulike innretninger kan ikke sammenlignes, og det gir verken et riktig bilde eller beslutningsrelevant informasjon å summere frekvenser fra ulike risikoanalyser for å etablere en "total" frekvens for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak.

Når en innretning tas i bruk, øker kunnskapen om de tekniske, operasjonelle og organisatoriske forholdene på denne innretningen. Kvantitative risikoanalyser slik de gjennomføres per i dag evner imidlertid i liten grad å fange opp hvordan operasjonelle og organisatoriske forhold påvirker risikonivået. Dette resulterer i at risikobeskrivelsene ikke vil reflektere den økte kunnskapen om innretningen. Oppfølgingen av en kvantitativ risikoanalyse i driftsfasen av en innretning består derfor i hovedsak i å sørge for at antagelser og forutsetninger er oppfylt, samt i å vurdere effekten av eventuelle tekniske designendringer i forbindelse med modifikasjoner.

4.3 Sammenheng mellom aktivitetsnivå og risikonivå

I mange av risikoanalysene som utføres i dag, ligger det til grunn en antagelse om at det eksisterer en form for fast sammenheng mellom risikonivå og aktivitetsnivå. Dette er spesielt synlig i kvantitative risikoanalyser hvor man ofte bruker en statisk og historisk basert ulykkesfrekvens sammen med et aktivitetsmål for å uttrykke risikoen knyttet til en hendelse i fremtiden. En følge av denne metodikken er at når aktivitetsnivået øker, øker også det uttrykte risikonivået. Antagelsen, som formelt kan refereres til som en antagelse om en positiv lineær sammenheng mellom risikonivå og aktivitetsnivå, gir med andre ord uttrykk for at risikonivået er direkte proporsjonalt med aktivitetsnivået som legges til grunn.

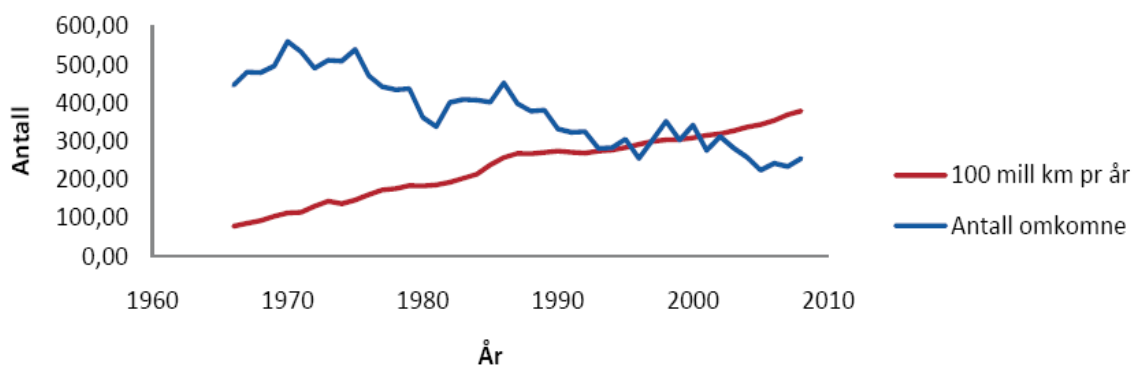
I et kortsiktig tidsperspektiv der det kun er mindre endringer i blant annet teknologi og organisasjon er det en relativt sterk sammenheng mellom aktivitetsnivå og risikonivå. I forhold til tradisjonelle risikoanalyser der en blant annet ser på antall brønner, antall brønnoperasjoner og antall skipsanløp per år er det en sterk sammenheng mellom aktivitetsnivå og risikonivå fra ett år til det neste. I forhold til vurderinger av risikonivå i et langsiktig tidsperspektiv, er det kun en svak sammenheng mellom aktivitetsnivå og risikonivå. Noe av årsaken til dette er at teknologiutvikling gir ny og forbedret teknologi, samt at organisasjonsendringer og læring av hendelser gjør at risikonivået over tid vil reduseres selv om aktivitetsnivået øker.

Eksempel

Det har vært observert en nedadgående trend for antall omkomne i vegtrafikken fra et nivå med ca. 500 omkomne per år i årene rett før og etter 1970 til et nivå med ca. 250 omkomne per år de siste fem årene. Dette utgjør omtrent en halvering av antall omkomne per år.

I samme periode har aktiviteten på norske veier økt fra ca. 80.000 millioner km per år i 1966 til 380.000 millioner km per år i 2008. Dette utgjør nesten en femdobling av vegtrafikken i løpet av en tidsperiode på 42 år.

Utviklingen i risikonivået og aktivitetsnivået er vist i Figur 4 (Bjelland, 2010).



Figur 3 Sammenheng mellom risikonivå og aktivitetsnivå i vegtrafikken fra 1966-2008 (Bjelland, 2010).

Figuren over illustrerer at det har vært en langsiktig nedadgående trend i antall omkomne per år. Samtidig har det vært en jevn stigning i aktivitetsnivået målt i antall kilometer per år. I et langsiktig tidsperspektiv er det altså en sterk nedadgående trend i forhold til antall omkomne per millioner kilometer per år i vegtrafikken.

En viktig årsak til dette er at bilene på 2000-tallet er bedre sikkerhetsutstyrt enn de var på midten av 1960-tallet. Eksempler på dette er kollisjonsputer, nakkeputer, bilbelter, ABS-bremser, antiskrens, endring i konstruksjonsteknologi osv. I tillegg har vegstandarden i Norge blitt betydelig hevet, det har vært store endringer i sjåføropplæringen og det har vært gjennomført holdningsrelaterte kampanjer for å redusere kjøring i ruset tilstand, overholde fartsgrensen, ha på bilbelte osv. (Bjelland, 2010).

Dette eksempelet viser at i et langsiktig perspektiv øker ikke nødvendigvis risikonivået selv om aktivitetsnivået øker. Andre faktorer slik som teknologiutvikling, fokus fra myndigheter og holdninger, påvirker risikonivået i større grad enn det aktivitetsnivået gjør.

Dette illustreres også i Ptils rapport om aktivitetsindikatorer og historiske hendelser (Ptil, 2010a). I Ptils rapport redegjøres det for sammenhenger mellom aktivitetsnivå og utvikling av hendelser og tilløpshendelser som kan føre til akutt utslipp til sjø. 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.

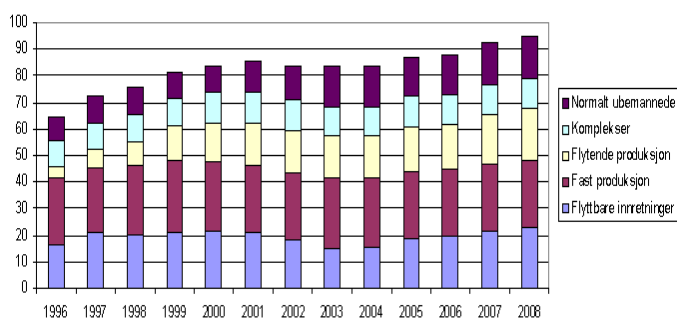
Aktivitetsnivået i et område kan påvirke risiko for akutte utslipp i negativ retning, blant annet ved å øke antall potensielle kilder til ulykker og øke kompleksiteten av aktivitetene samlet sett. Høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel generelt kan også påvirke tilgang til kapasitet og kompetanse,

kvaliteten av planleggingsprosesser, arbeidstempo og prioriteringer, med potensielt negative konsekvenser på risikoutvikling. Flere aktiviteter i et område kan 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.

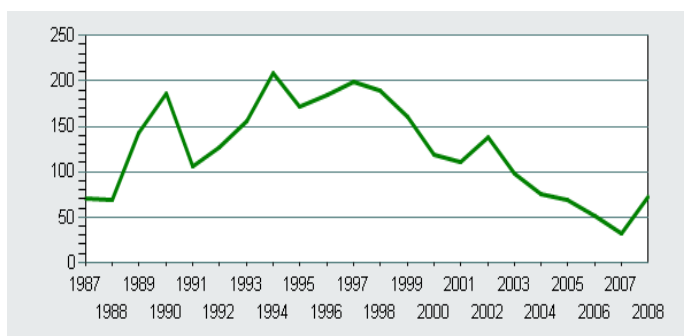
Vi ser at det erfaringsmessig ikke er en direkte sammenheng mellom aktivitetsnivå og antall akutte utslipp eller alvorlighetsgrad av akutte utslipp i et langsiktig tidsperspektiv. Dette gjelder for alle hendelsestyper. Dette skyldes blant annet at

1. 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.
2. Det er langt flere faktorer enn bare aktivitetsnivå som avgjør risikonivå i et område.
3. Det foregår teknologi- og kunnskapsutvikling som bidrar til å bedre håndtere ulykkesrisiko.

I figurene under gis det noen eksempler på situasjoner der 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. Se Ptils rapport (2010) for flere eksempler på at det ikke er sammenheng mellom ulykkesdata og aktivitetsnivå i et langsiktig tidsperspektiv.

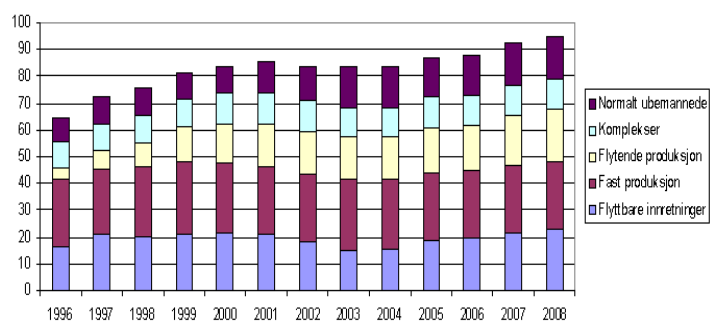


Figur 1 Utvikling i antall innretninger, 1996-2008

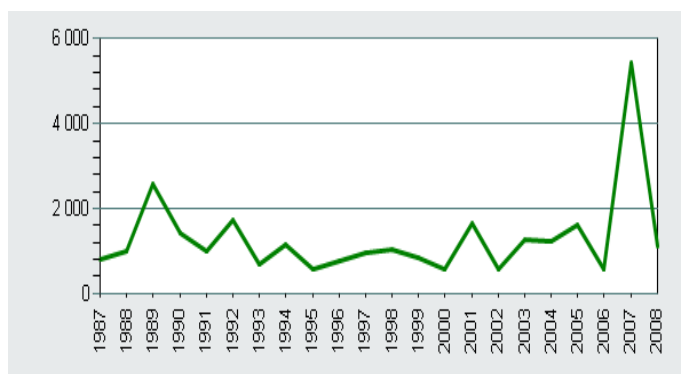


Figur 4 Sammenheng mellom antall innretninger og antall akutte oljeutslipp til sjø (Ptil, 2010a).

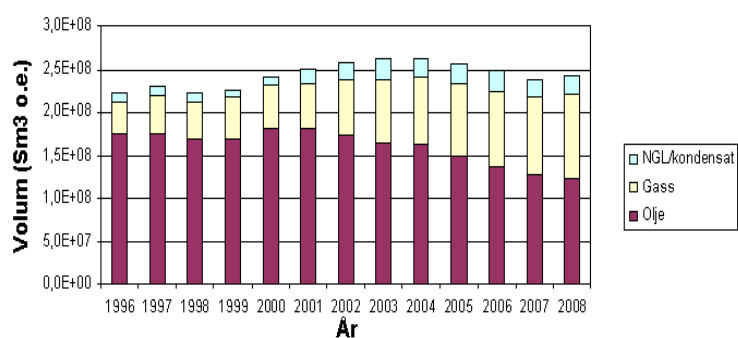
Vurdering av frekvenser relater til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030



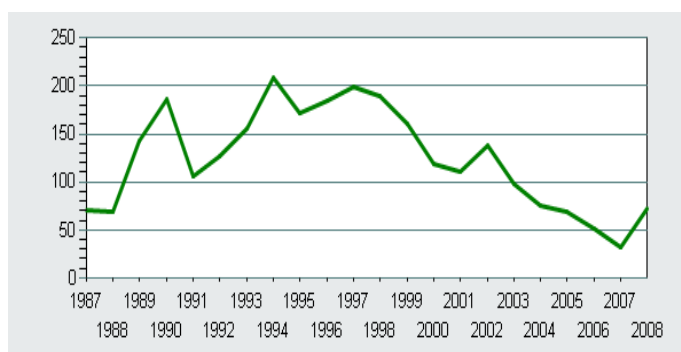
Figur 1 Utvikling i antall innretninger, 1996-2008



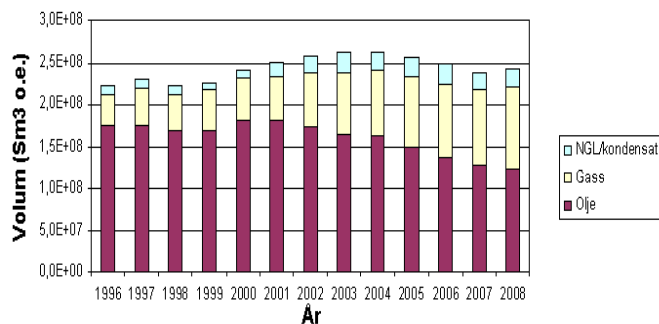
Figur 5 Sammenheng mellom antall innretninger og mengde akutt oljeutslipp til sjø (Ptil, 2010a).



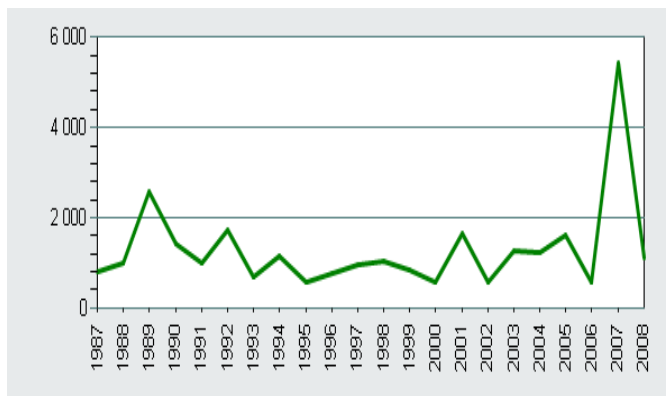
Figur 3 Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2008



Figur 6 Sammenheng mellom mengde olje produsert og antall akutte oljeutslipp til sjø (Ptil, 2010a).



Figur 3 Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2008



Figur 7 Sammenheng mellom mengde olje produsert og mengde akutt oljeutslipp til sjø (Ptil, 2010a).

I en rapport utarbeidet av Bjelland (2010) utføres det regresjonsanalyser med ulykkes- og aktivitetsdata fra både oljeindustrien, luftfarts- og vegtrafikksektoren. I de 36 utførte analysene ble det ikke observert en positiv lineær sammenheng én eneste gang. I seks av analysene kunne man derimot observere en utvikling hvor en reduksjon i risikonivået var sammenfallende med en økning i aktivitetsnivået. Dataanalysen er entydig og gir grunnlag for å hevde at det ikke eksisterer en direkte sammenheng mellom aktivitetsnivå og ulykkesnivå i de tre sektorene.

Fra å avkrefte den direkte sammenhengen i de analyserte sektorene går man i rapporten utarbeidet av Bjelland videre og forsøker å svare på hva som kan forklare de utviklingene som kan observeres i de ulike sektorene (Bjelland, 2010). Resultatet av diskusjonen er at det kan vises til en rekke andre faktorer enn aktivitetsnivået som kontinuerlig bidrar til å påvirke risikoutviklingen.

På bakgrunn av dette er det til dels problematisk å bruke en direkte sammenheng mellom aktivitetsnivå og risikonivå.

4.4 Etablering av risikonivå for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Nordsjøen består av mange ulike felt og forskjellige typer innretninger. Enhver innretning og felt er forskjellig med ulikt antall og type brønner og ulike utfordringer. Det er hele dette bildet som danner bakgrunnen for risikonivået for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak og ikke bare en sum av ulike frekvenser basert på generiske historiske ulykkesdata. Å summere resultatene fra alle design risikoanalysene for de ulike innretningene vil ikke gi noen form for informasjon om hva risikoen for et akutt utslipp i området er. De historiske ulykkesdataene er relevant informasjon, men det er mange forhold som ikke belyses gjennom disse dataene som det er nødvendig å ha informasjon om for å kunne si noe om risikonivået relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak.

Det er nødvendig å studere de bakenforliggende årsakene og medvirkende faktorene i mer detalj for å kunne si noe om risikonivået. Basert på en sammensatt vurdering av hva og hvor mye som potensielt kan slippes ut ved et akutt utslipp til sjø, samt de bakenforliggende årsakene og

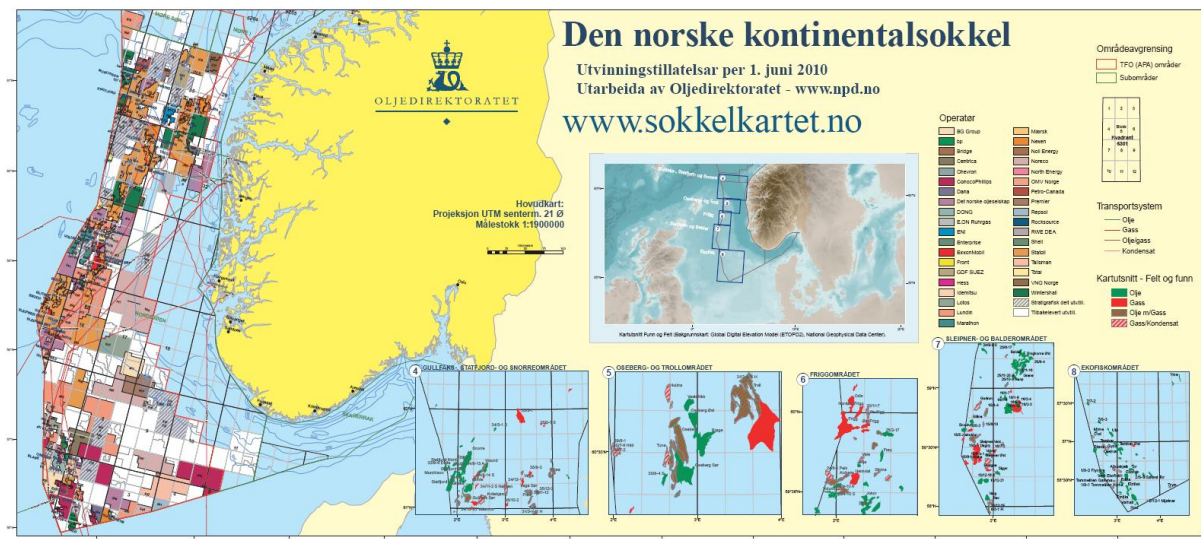
medvirkende faktorene, kan risikonivået relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak beskrives uten å basere seg på en samlet sannsynlighet for akutt utslipp til sjø i området. Dette gjøres i rapporten "Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak" (Proactima, 2012b).

4.5 Påvirkning av risikonivå for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

Mesteparten av Nordsjøen er i dag åpnet for petroleumssaktiviteter og blir, etter nærmere 50 års virksomhet, regnet som et modent område i petroleumssammenheng (OD, 2010b). Kjentetegn 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, 2010b). Resten av Skagerrak er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet.

Det er naturlig å dele ressursene på norsk sokkel i Nordsjøen i tre soner; sørlige, midtre og nordlige del (OD, 2010b). I sørlige del av Nordsjøen er det i dag 12 felt i produksjon (etter at Trym startet produksjonen i februar 2011), to felt under utbygging med forventet oppstart i 2011 (Yme og Oselvar) og syv felt har avsluttet produksjonen (OD, 2011). I midtre del av Nordsjøen er det i dag 19 felt i produksjon, to felt under utbygging (Gaupe og Gudrun) og flere funn er under planlegging for utbygging i fremtiden. Midtre del av Nordsjøen er et relativt modent område med flere felt i halefasen, mens andre felt for lengst har passert produksjonsplatået og har behov for tilleggsressurser for å utnytte ledig produksjonskapasitet og sikre utvinning av gjenværende petroleumssressurser (OD, 2011). Flere felt i midtre del av Nordsjøen vil ha produksjon ut over år 2030. I den nordlige delen av Nordsjøen er det i dag 25 felt i produksjon etter at Gjøl, Vega og Vega Sør startet produksjon i 2010. Til tross for dette er det et område med betydelig gjenværende reserver og ressurser, både i felt og funn (OD, 2011).

Petroleumssaktivitet i Nordsjøen i 2010 er med andre ord i hovedsak gitt av eksisterende felt, innretninger og rørledninger. Kartet i Figur 8 viser utbredelsen av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen per 1. juni 2010.



Figur 8 Kart med oversikt over petroleumssaktivitet i Nordsjøen (OD, 2010).

Per i dag er det ingen petroleumsvirksomhet i Skagerrak. Enhver endring av dette vil dermed påvirke risikobildet for petroleumsvirksomhet i Skagerrak.

Hvis en ser på petroleumsvirksomheten slik den er organisert og bygget opp i Nordsjøen i dag, er det videreføring av eksisterende petroleumsvirksomhet som gir det største bidraget til det totale

risikobildet for akutte utslipp til sjø i Nordsjøen. Eventuelle fremtidige utbygginger av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen vil i mindre grad påvirke risikobildet for akutte utslipp til sjø.

I fremtiden kan det imidlertid komme inn nye forhold og endringer i petroleumsvirksomheten som vil kunne påvirke det totale risikobildet. Det kan være mange slike forhold, både områdespesifikke forhold som værforhold, reserverforhold osv., tekniske forhold og generelle forhold som aktørbilde, rammebetingelser osv. Mange av de eksisterende feltene i Nordsjøen er for eksempel bygget ut med faste innretninger, mens det per i dag i større grad brukes havbunnsinnretninger med rørledning til eksisterende innretninger. I fremtiden kan dette kunne endres ytterligere til for eksempel større bruk av forenklede ubemannede konsepter og havbunnsinnretninger med prosesserings- og separasjonsmuligheter.

For eksempel har havbunnsinnretninger andre utfordringer i forhold til deteksjon og begrensnings av hendelser som medfører akutt utslipp til sjø enn det faste innretninger har, mens forenklede ubemannede konsepter kan benytte seg av billigere og enklere teknologier som kan påvirke risikonivået i forhold til akutt utslipp til sjø. Et annet eksempel på et forhold som kan påvirke det totale risikobildet relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak er at enkelte nye aktører som per i dag først og fremst fokuserer på å finne drivverdige petroleumssressurser, går over i en ny fase der de skal bygge ut og bli operatører på nye felt. Noen av disse aktørene har per i dag ikke erfaring som operatør for felt i produksjon, og ingen vet derfor per i dag hvor gode disse aktørene er som operatører for felt i produksjon.

På denne bakgrunn er det nødvendig å etablere en forståelse for de bakenforliggende årsakene og medvirkende faktorene i mer detalj for å kunne si noe om risikonivået relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Dette gjøres i rapporten "Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak" (Proactima, 2012b).

5 Områderelevant informasjon om akutte utslipp til sjø

Basisfrekvensene presentert i kapittel 3 er i all hovedsak basert på generisk internasjonal ulykkesstatistikk. Disse historiske frekvensene gir altså ikke områdespesifikk informasjon, og dermed ikke nødvendigvis i særlig grad områderelevant informasjon. I dette kapittelet presenteres områdespesifikk statistikk for norsk sokkel generelt og i noen grad for Nordsjøen spesielt, basert på Ptils årlige kartlegging av utviklingen i risikonivået på norsk sokkel.

5.1 RNNP og RNNP-AU

I år 2000 igangsatte Oljedirektoratet prosjektet "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet", 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. Siden år 2004 er prosjektet videreført av Ptil, som hvert år utgir en RNNP-rapport. 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.

RNNP dekker blant annet utvikling av storulykkesrisiko på innretninger på sokkelen, og omfatter dermed en rekke konklusjoner som også er av betydning for å få et bilde av sannsynlighet for akutte råoljeutslipp til sjø. 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 av havområdene og annet arbeid for å nå nasjonale miljømål. Behovet for å forene hensynet til sikkerhet og arbeidsmiljø med hensynet til ytre miljø står sentralt i dette arbeidet. Som følge av dette

arbeidet er det behov for bedre overvåkning av utviklingen i risiko forbundet med uønskede hendelser som kan føre til forurensning, heretter kalt risiko for akutte utslipp. Denne delen av RNNP-prosjektet refereres til som RNNP-AU (akutt utslipp). Dataene fra RNNP-AU gir historisk informasjon om:

- Inntrufne akutte utslipp.
- Tilløpshendelser, det vil si inntrufne hendelser som ikke førte til akutt utslipp men som *kunne* ha ført til akutt utslipp dersom én eller flere av barrierene som skal hindre en slik utvikling, hadde sviktet.
- Barriereytelse, 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.

Dataene fra RNNP-AU er områdespesifikke for norsk sokkel og kan brytes ned på ulike havområder.

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.

I dette kapittelet presenteres utvalgte resultater fra RNNP-AU. Presentasjonens oppbygning, figurer og tekst er i stor grad basert på RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Først gjøres det kort rede for avgrensninger, datamaterialet og fremstillingen av datamaterialet i RNNP-AU. Deretter presenteres de utvalgte resultatene, fordelt som følger mellom dette kapittelet og rapportens vedlegg:

- Inntrufne akutte utslipp (kapittel 5)
 - Antall utslipp (norsk sokkel / Nordsjøen)
 - Mengde utslipp (norsk sokkel / Nordsjøen)
- Tilløpshendelser
 - Risikoindikator for potensielt antall akutte utslipp
 - Alle hendelsestyper samlet (kapittel 5)
 - Hver hendelsestype enkeltvis (vedlegg)
 - Risikoindikator for potensiell mengde akutt utslipp
 - Alle hendelsestyper samlet (kapittel 5)
 - Hver hendelsestype enkeltvis (vedlegg)
- Barriereytelse
 - Overordnede resultater (kapittel 5)
 - Ytelse av enkeltbarrierer (vedlegg)

Til slutt diskuteres resultatene fra RNNP-AU i lys av formålet med denne rapporten.

For en ytterligere beskrivelse av metode, datamateriale og resultater, samt en ytterligere diskusjon av resultatene, henvises det til RNNP-AU metoderapport (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a) og RNNP-AU prosjektrapport (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

5.1.1 Avgrensninger, datamateriale og fremstilling av resultater

RNNP-AU er avgrenset til å dekke:

- Akutte utslipp, ikke regulære driftsutslipp.
- Akutte utslipp til sjø, ikke akutte utslipp til luft.
- Aktivitet knyttet til norsk petroleumsvirksomhet, ikke aktiviteter knyttet til andre lands petroleumsvirksomhet.
- Mengde utslipp, ikke miljømessige konsekvenser av utslipp.
- Offshoreinnretninger, ikke landanlegg.

- Akutte utslipp av kjemikalier, ikke eskalering av tilløpshendelser til kjemikalieutslipp.
- Barriereytelse fra rapporterte tilløpshendelser (der data har vært tilgjengelig), ikke testdata; testdata er dekket av RNNP hovedrapport.

Resultatene fra RNNP-AU er basert på et omfattende datamateriale og en metode for analyse av data fra tilløpshendelser som er basert på flere år med erfaring fra RNNP. Datamaterialet stammer fra selskapenes rapportering av:

- Inntrufne akutte utslipp (rapportert i Environment Web) av:
 - Råolje.
 - Andre oljer (spillolje, diesel, fyringsoljer og andre oljer).
 - Kjemikalier (kjemikalier, brannfarlige stoff, etsende stoff, miljøgiftige stoffer, oljebaserte borevæsker, vannbaserte borevæsker, syntetiske borevæsker, annen borevæske, oljebasert oljeslam, andre oljer (kjemikalier) og andre kjemikalier).
- Tilløpshendelser og barriereytelse (rapportert direkte til RNNP-prosjektet).

I denne rapporten fokuseres det på akutte utslipp av råolje.

Den første RNNP-AU rapporten (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b) ble lagt frem i 2010. Den rapporten er basert på data om inntrufne akutte utslipp i perioden 2001-2009, om tilløpshendelser i perioden 1999-2009, og om barriereytelse ved tilløpshendelser i perioden 2003-2009. Rapporten presenterer data for norsk sokkel totalt og for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet separat. I denne rapporten presenteres resultatene for norsk sokkel totalt og for Nordsjøen separat.

I RNNP-AU gjøres den samme inndelingen av innretningstyper og hendelsestyper som i denne rapporten; ref. kapittel 2. For potensialet i tilløpshendelser brukes følgende utslippskategorier i RNNP-AU:

- 1 – 1.000 tonn
- 1.000 – 2.000 tonn
- 2.000 – 20.000 tonn
- 20.000 – 100.000 tonn
- 100.000 – 500.000 tonn
- > 500.000 tonn

For inntrufne akutte utslipp av råolje brukes følgende utslippskategorier i RNNP-AU:

- 0 – 10 tonn
- 10 – 100 tonn
- 100 - 1.000 tonn
- > 1.000 tonn

Antall hendelser presenteres i RNNP-AU normalisert på følgende typer aktivitetsdata i RNNP-AU:

- Antall innretningsår
- Antall borede brønner
- Antall borede havbunnsbrønner
- Produsert volum

Både inntrufne akutte utslipp av råolje og tilløpshendelser til akutt utslipp av råolje er normalisert over antall innretningsår for oljeproduserende innretninger og boreinnretninger. Antall borede brønner benyttes til å normalisere brønnkontrollhendelser, mens havbunnsbrønner benyttes til normalisering av brønnkontrollhendelser knyttet til havbunnsbrønner. Produsert volum benyttes til å presentere mengde råolje utsluppet per mengde produsert volum.

I RNNP-AU er det presentert risikoindikatorer både for inntrufne akutte utslipp til sjø og for tilløpshendelser som kan gi akutte råoljeutslipp til sjø. Inntrufne akutte utslipp av råolje er presentert både som *antall* utslipp per innretningsår og som *mengde* utslipp per innretningsår. Informasjon om tilløpshendelser er presentert med to risikoindikatorer som uttrykker henholdsvis potensielt antall og potensiell mengde akutt utslipp per innretningsår. Barrieredata er presentert som antall ganger hvor, som følge av tilløpshendelser, en barriere har fungert, ikke har fungert, eller hvor data ikke er tilgjengelig til å si noe om barrieren har fungert eller ikke.

En risikoindikator er en størrelse som anses å si *noe, men ikke nødvendigvis alt*, om risikoutviklingen knyttet til en aktivitet. For å få et mer helhetlig bilde må vanligvis flere indikatorer vurderes sammen. Hver enkelt indikator i RNNP-AU er framstilt på flere måter; både basert på *antall* hendelser og *alvorlighetsgraden* av hendelser (mengde utslipp), og normalisert i forhold til flere relevante parametre som tidligere nevnt.

Risikoindikatorene i RNNP-AU reflekterer – i tillegg til potensialet for direkte utslipp – også potensialet som ligger i eskalering fra én hendelsestype til en annen, for eksempel eskalering fra en prosesslekkasje (som antennes) til utslipp fra lagertank på grunn av tap av innretnings hovedbæreevne. Dette betyr at selv om inntrufne akutte utslipp til sjø reduseres over en periode, så kan risikonivået likevel vurderes å øke som følge av flere tilløpshendelser med potensial til å medføre akutt utslipp til sjø dersom én eller flere barrierer hadde sviktet.

For en beskrivelse av metoden for trendanalyse som er anvendt, henvises det til RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

5.2 Inntrufne akutte utslipp av råolje

I dette kapitlet presenteres data om inntrufne akutte utslipp av råolje til sjø i perioden 2001-2009. Fremstillingen dekker

- *antall* inntrufne akutte utslipp, og
- *mengde* utslipp ved de inntrufne akutte utslippene;

både

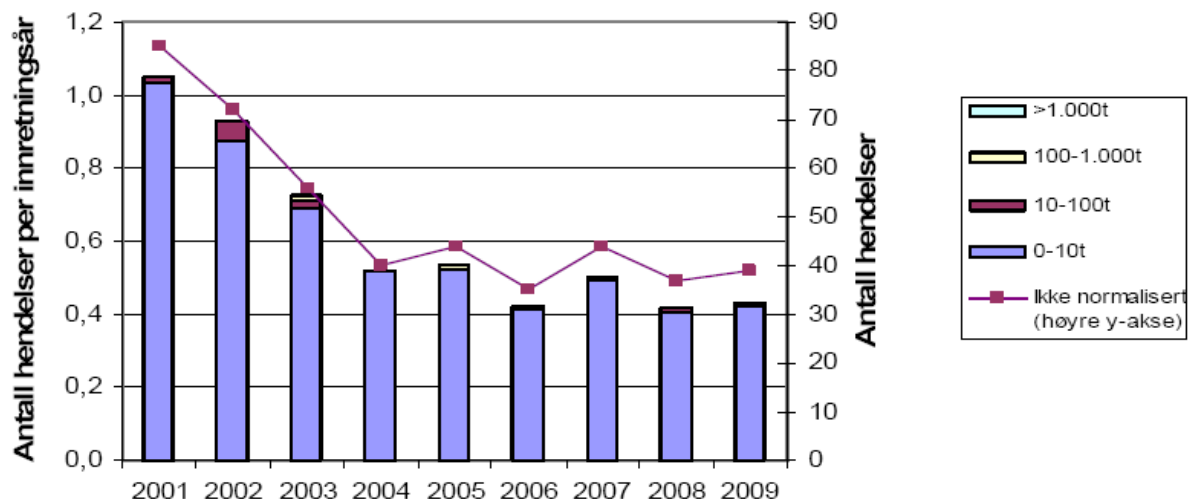
- totalt på norsk sokkel og i Nordsjøen, samt
- normalisert per antall innretningsår på norsk sokkel og i Nordsjøen.

Antall inntrufne akutte utslipp er i RNNP-AU ikke brutt ned på hendelsestype (type DFU), men presentert samlet.

I RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b) er det påpekt at flere enkelthendelser kan inngå samlet i én registrering i databasen Environment Web. Dette betyr at det i enkelte tilfeller kan være vanskelig å klassifisere ett bestemt utslipp i riktig mengdekategori. I datagrunnlaget som er benyttet gjelder dette tre hendelser. For disse er det gjort en konservativ antagelse i forhold til mengdekategori.

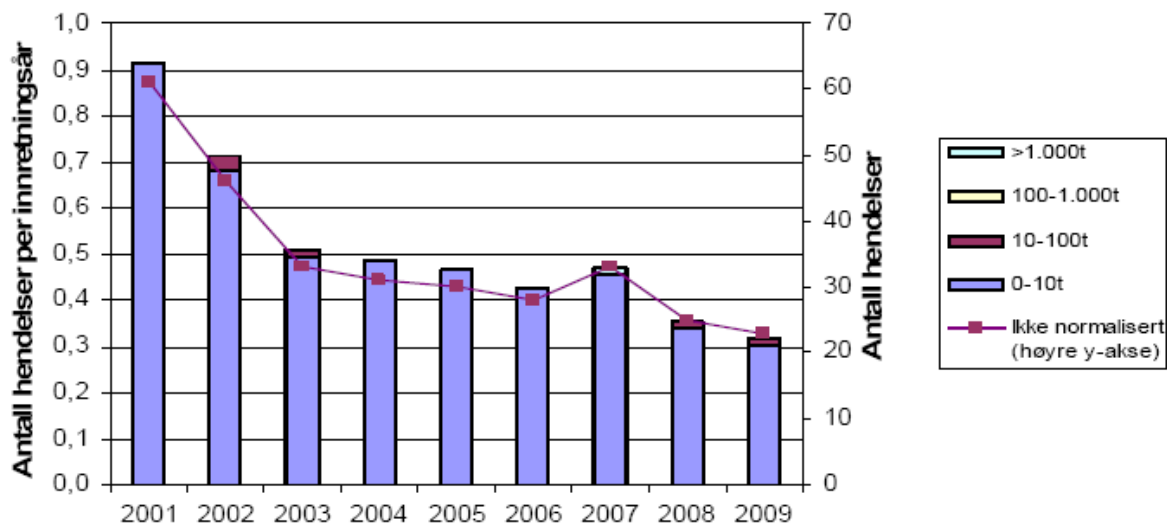
5.2.1 Antall utslipp

Figur 9 viser antall akutte utslipp av råolje på norsk sokkel i perioden 2001-2009, totalt og normalisert per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figuren viser at antall utslipp per innretningsår på norsk sokkel har vært relativt stabilt i perioden 2004-2009, og at det i perioden 2001-2004 var et større antall hendelser per år enn det nivået antallet har stabilisert seg på de senere år.



Figur 9 Antall akutte utslipp av råolje på norsk sokkel i perioden 2001-2009, totalt og normalisert per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

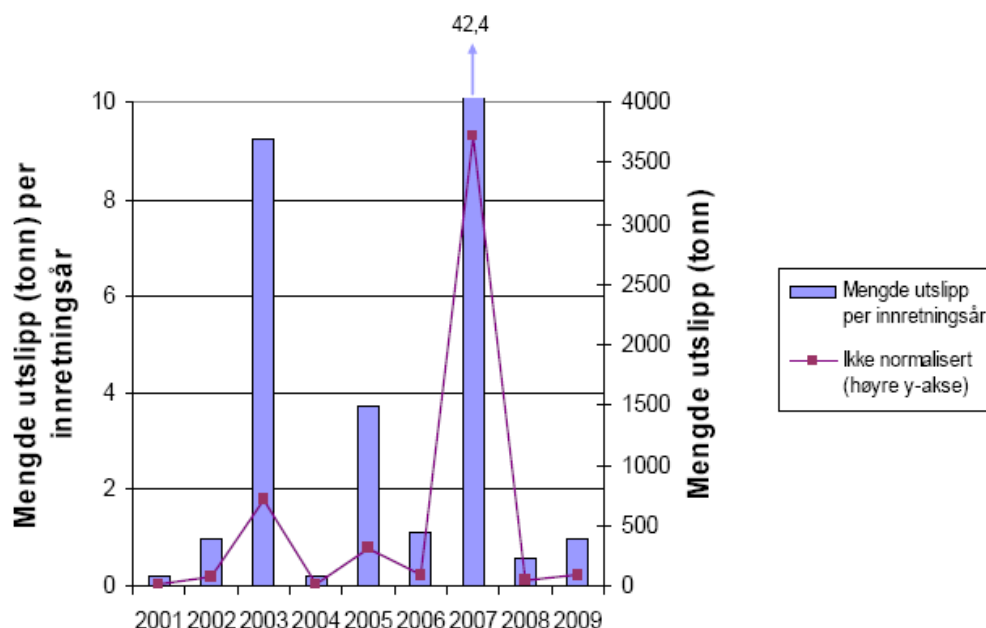
Figur 10 viser antall akutte utslipp av råolje i Nordsjøen i perioden 2001-2009, totalt og normalisert per innretningsår. Fra figuren kommer det frem at antall hendelser per innretningsår i Nordsjøen har sunket hvert år siden 2001, med unntak av 2007 hvor man hadde en liten økning. Verdien i 2009 er derfor den laveste som er registrert i perioden. I RNNP-AU er det gjort en vurdering av trend ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall for år 2009 basert på data fra foregående år. Denne vurderingen viser at antall akutte utslipp av råolje i Nordsjøen i 2009 er signifikant lavere enn gjennomsnittlig antall akutte utslipp i perioden 2001-2008 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).



Figur 10 Antall akutte utslipp av råolje i Nordsjøen i perioden 2001-2009, totalt og normalisert per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

5.2.2 Mengde utslipp

Figur 11 viser mengde akutt utslipp av råolje på norsk sokkel i perioden 2001-2009, totalt og normalisert per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Hoveddelen av de akutte utslippene er plassert i kategorien 0-10 tonn. I 2007 inntraff en hendelse med utslippsmengde 3.696 tonn. Verdien er derfor betydelig høyere i 2007 sammenlignet med andre år.



Figur 11 Mengde akutt utslipp av råolje på norsk sokkel i perioden 2001-2009, totalt og per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

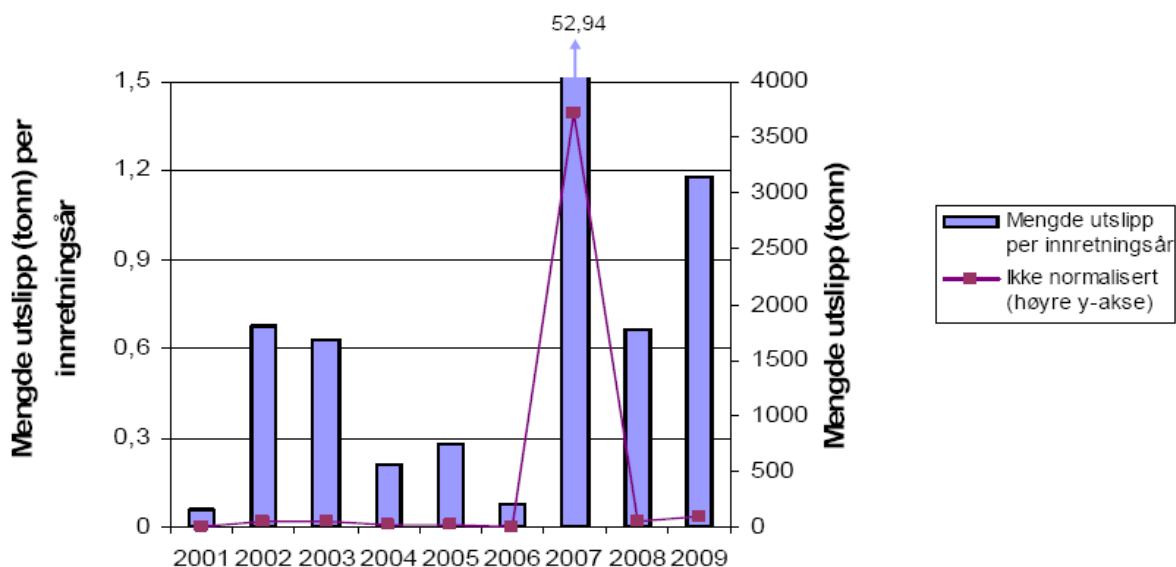
Oversikten over mengde akutt utslipp per innretningsår i Figur 11 domineres av de fem største akutte utslippene som har skjedd i perioden 2001-2009. Dette er:

- Norskehavet
 - 2003: Draugen – 659 tonn
 - 2005: Norne – 286 tonn
 - 2006: Draugen – 82 tonn
- Nordsjøen
 - 2007: Statfjord A – 3.696 tonn
 - 2009. Statfjord C – 80 tonn

Utslipet fra Statfjord A i 2007 inntraff da en undersjøisk ledning røk tvers av i forbindelse med oljelasting fra Statfjord A til et lasteskip. Utslipet fra Statfjord C i 2009 inntraff da det oppstod en sprekk i en lagringscelle.

Det har også vært et stort utslipp knyttet til kaksinjeksjon i 2008. Uønskede utslipp fra injeksjonsbrønner er behandlet separat i kapittel 5.2.3.

Figur 12 viser mengde akutt utslipp for Nordsjøen i perioden 2001-2009, totalt og per innretningsår. I Nordsjøen er mengde utslippet råolje til sjø per innretningsår sterkt varierende i perioden 2001-2009, med en stor topp i 2007. I RNNP-AU er det gjort en analyse av trender (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Utslipet i 2007 skiller seg ut ved at det er mye større enn totalt utslipp i alle de andre årene, slik at dette utslippet gir stor påvirkning på gjennomsnittsverdien for perioden. Dermed vil en direkte bruk av denne enkelthendelsen i gjennomsnittsverdiene for 2001-2008 føre til at observert verdi i 2009 blir signifikant lavere enn denne gjennomsnittsverdien. Det ble derfor i RNNP-AU vurdert å være av interesse å også analysere mulige trender når ekstremverdien i 2007 utelates fra gjennomsnittet. En slik analyse viser at mengde akutt utslipp av råolje i Nordsjøen i 2009 er signifikant høyere enn gjennomsnittlig mengde av akutte utslipp i perioden 2001-2008 eksklusiv 2007 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).



Figur 12 Mengde akutt utslipp av råolje i Nordsjøen i perioden 2001-2009, totalt og normalisert per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

5.2.3 Utslipp fra kaksinjeksjonsbrønner

De siste årene har det vært oppdaget flere lekkasjer fra kaksinjektorer, blant annet på Tordisfeltet i mai 2008 og på Veslefrikkfeltet i november 2009. Det er sannsynlig at lekkasjen på Veslefrikk har pågått siden 1997.

Lekkasjer fra kaksinjeksjonsbrønner regnes som akutte utslipp, ettersom de ikke er dekket av miljømyndighetenes utslippstillatelser og dermed klart er uønskede hendelser. Disse lekkasjene omtales separat fordi mekanismene som gir lekkasje fra slike brønner er spesielle og fordi tidsaspektet ofte er vesentlig lenger enn i de mer plutselige og kortvarige hendelsene. Lekkasjene fra injeksjon er derfor tatt ut fra de øvrige framstillingene av akutte utslipp i RNNP-AU. Det presiseres derfor at det samlede utslippsbildet for akutte utslipp framkommer ved at en ser utslippene fra databasen Environment Web og utslippene knyttet til kaks- og produsert vann-brønner under ett.

I februar 2010 innhentet Ptil og Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif) en status fra alle operatører på norsk sokkel vedrørende bruk, tilstand og oppfølging av kaksinjeksjonsbrønner. Av totalt 16 operatører som svarte, oppga ti at de ikke har kaksinjektorer, mens seks operatører svarte at de har injeksjonsbrønner. To av disse hadde registrert lekkasjer fra sine brønner; disse lekkasjene er gjengitt i tabellen ovenfor. Det henvises til RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b) for en oversikt over status for injeksjonsbrønner på norsk sokkel.

Tabell 8 viser en oversikt over kjente lekkasjer fra kaks- og annen injeksjon basert på Ptil, Preventor & Safetec (2010b); igjen basert på Klif (2010). Som det fremgår av tabellen, mangler det en del informasjon om enkelte av lekkasjene.

Tabell 8 Oversikt over kjente lekkasjer fra kaks- og annen injeksjon (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b; basert på Klif, 2010).

Felt / innretning	Oppdaget når?	Pågått siden	Sannsynlig utslipp
Veslefrikk (kaks)	November 2009	1997	48,5 m ³ olje, 1,6 m ³ kjemikalier (svart kategori), 348 m ³ kjemikalier (rød kategori). samt større mengder kjemikalier (gul og grønn kategori).
Tordis (produsert vann)	2008	Pågått i 5 måneder	175 m ³ olje.
Visund (kaks)	April 2007	Februar 2004	Totalt volum kaksmasser på sjøbunnen: 5.000 m ³ . Av dette 1 % røde kjemikalier og 5 % gule kjemikalier.
Ringhorne (kaks)	2004	Slutten av 2002	Relativt store mengder.
Oseberg	Påvist lekkasje i to brønner: 1.Brønn F-2 ble nedstengt august 2006 2.Brønn C-4 ble nedstengt november 2009	1.Det mangler trykkdata for brønn F-2 og det kan ikke fastslås når lekkasjen startet 2.Lekkasjen i brønn C-4 startet i august 2009	-
Åsgard	-	-	Flere brønner ble boret og stengt ned etter kort tid i perioden 1997-2000 pga. lekkasje rundt brønnhode. Dette er altså mange, men kortvarige lekkasjer.
Snorre B (kaksinjektor)	Desember 2009	April 2005	4.495 m ³ kjemikalier, hvorav 71,4 % i grønn kategori, 27,4 % i gul kategori og 1,2 % i rød kategori.
Njord (injisert slop)	2006	-	-
Brage	2001	Pågikk i tre uker	Injisert 2.878 m ³ slurrifisert kaks, 537 m ³ slop, samt oljeholdig dreneringsvann.

5.3 Tilløpshendelser til akutt utslipp av råolje

En tilløpshendelse er, som tidligere nevnt, en hendelse som ikke har ført til akutt utslipp, men som *kunne* ha ført til akutt utslipp dersom én eller flere av barrierene som skal hindre en slik utvikling, hadde sviktet. Informasjon om tilløpshendelser til akutt utslipp presenteres i RNNP-AU på et format med risikoinndikatorer som beskriver *potensialet* som har ligget i de registrerte tilløpshendelsene. To typer indikatorer er benyttet; disse uttrykker henholdsvis:

- *potensielt antall* akutte utslipp per innretningsår, og
- *potensiell mengde* akutt utslipp per innretningsår.

Risikoindikatorene for potensielt *antall* akutte utslipp er basert på en vektning av tilløpshendelser som sier noe om sannsynlighetene for at disse skulle ha utviklet seg til et akutt utslipp til sjø.

Risikoindikatorene for potensiell *mengde* akutt utslipp er basert på en vektning av tilløpshendelser som sier noe om forventet mengde utslipp gitt at tilløpshendelsen faktisk hadde medført et akutt utslipp.

Risikoindikatorene presenteres som tre års rullerende gjennomsnitt. Videre er indikatorverdien satt lik 1 i år 2005; resultatet er en *relativ* risikoindikator. En slik fremstilling er valgt i RNNP-AU (og for øvrig også i RNNP) fordi risikoindikatorene som presenteres bør tolkes som *indikatorer* og ikke som et absolutt uttrykk for et risikonivå.

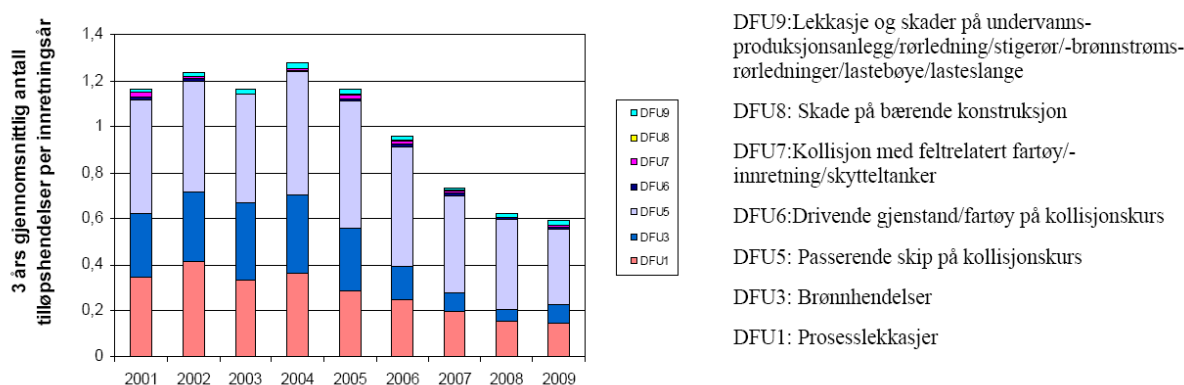
Indikatorerne presenteres både:

- per hendelsestype (DFU); og
- totalt for alle hendelsestyper.

I det følgende presenteres de to typene risikoindikatorer for henholdsvis antall og mengde akutt utslipp totalt for alle hendelsestyper. Indikatorer brutt ned på hendelsestype er presentert i vedlegget i kapittel 8.

5.3.1 Antall tilløpshendelser som kunne ført til akutte utslipp til sjø

Figur 13 viser tre års rullerende gjennomsnittlig antall registrerte tilløpshendelser i RNNP-AU per innretningsår som potensielt kunne ha ført til akutt utslipp i Nordsjøen (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).



Figur 13 Rullerende tre års gjennomsnittlig antall registrerte tilløpshendelser i RNNP-AU som potensielt kunne ført til akutte utslipp i Nordsjøen, normalisert over antall innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 13 viser at det er registrert relativt få hendelser per innretningsår slik at verdiene kan variere mye fra ett år til neste. Når det gjelder antall tilløpshendelser som kunne gitt akutte utslipp til sjø, var det i 2002 ca. 90 slike hendelser i Nordsjøen (ca. 1,4 tilløpshendelser per innretningsår), noe som er det høyeste som er registrert i perioden 1999-2009. Generelt er det registrert flere tilløpshendelser som kunne ha ført til akutt utslipp til sjø i perioden 1999-2006, enn i perioden 2006-2009. Hydrokarbonlekkasjer som kunne gitt brann og eksplosjon (DFU 1 og DFU 9) utgjør ca. 30 % av hendelsene, brønnhendelser (DFU 3) ca. 22 %, mens hendelser som kunne gitt konstruksjonsskader (DFU 5-8) utgjør ca. 48 %. Sistnevnte kategori inkluderer skip på kollisjonskurs (DFU 5) som dominerer denne typen hendelser fullstendig (> 95 %).

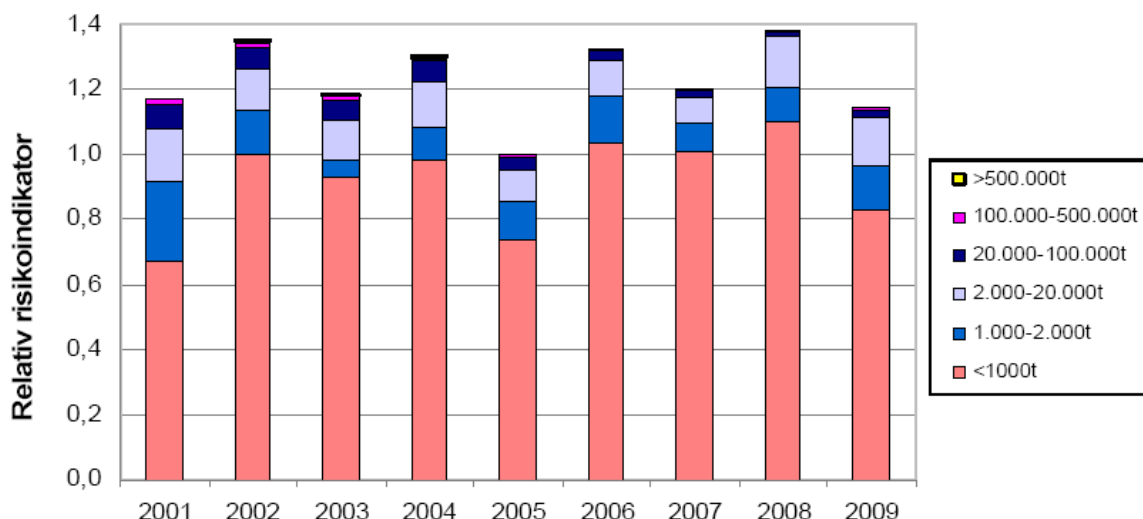
Videre viser Figur 13 at tre års rullende gjennomsnittlig antall tilløpshendelse som kunne ha gitt akutt utslipp til sjø har vært synkende siden 2004, og verdien i 2009 er den laveste som er registrert i

perioden 2001-2009. Dersom antall tilløpshendelser per år hadde blitt presentert istedenfor tre års rullerende gjennomsnitt, ville verdien i 2009 også vært den laveste i perioden som betraktes.

I RNNP-AU er det gjort en vurdering av trend for risikoindikatoren basert på tilløpshendelser per år ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall for år 2009 basert på data fra foregående år (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Dersom prediksjonsintervallet baseres på antall tilløpshendelser i perioden 1999-2008, viser trendanalysen at verdien i 2009 ligger under prediksjonsintervallet slik at det er en statistisk signifikant reduksjon i antall tilløpshendelser i 2009 sammenlignet med perioden 1999-2008. Dersom prediksjonsintervallet derimot baseres på antall tilløpshendelser i perioden 2005-2008, hvor antallet tilløpshendelser generelt har vært lavere enn i perioden 1999-2005, viser trendanalysen at verdien i 2009 ligger i prediksjonsintervallet. Tallmaterialet er derfor slik at en signifikant endring ikke kan påvises når det sammenlignes mot perioden 2005-2008.

5.3.2 Risikoindikator for potensielt antall utslipp

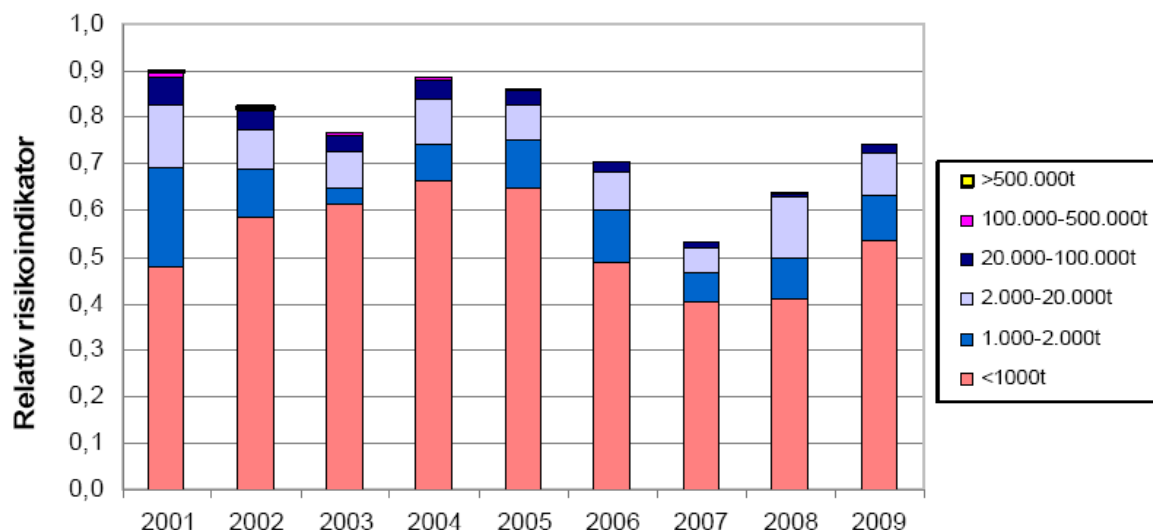
Figur 14 viser en oversikt over risikoindikator for potensielt antall akutte utslipp for perioden 2001-2009 på norsk sokkel, normalisert over antall innretningsår på norsk sokkel og kategorisert etter utslippsmengde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Risikoindikatoren presenteres som tre års rullerende gjennomsnitt. Som figuren viser, er det noe, men ikke betydelig variasjon mellom årene.



Figur 14 Risikoindikator for potensielt antall akutte utslipp på norsk sokkel, normalisert over innretningsår og kategorisert etter utslippsmengde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 15 viser en oversikt over risikoindikator for potensielt antall akutte utslipp i perioden 2001-2009 for Nordsjøen, normalisert over antall innretningsår og kategorisert etter utslippsmengde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). I Figur 15 presenteres risikoindikatoren for tre års rullerende gjennomsnitt. Dersom risikoindikatoren istedenfor hadde blitt presentert for tilløpshendelser per år, ville verdiene variert i mye større grad fra år til år. Verdien i 2009 basert på antall tilløpshendeler dette året er den sjette høyeste som er registrert i perioden 1999-2009.

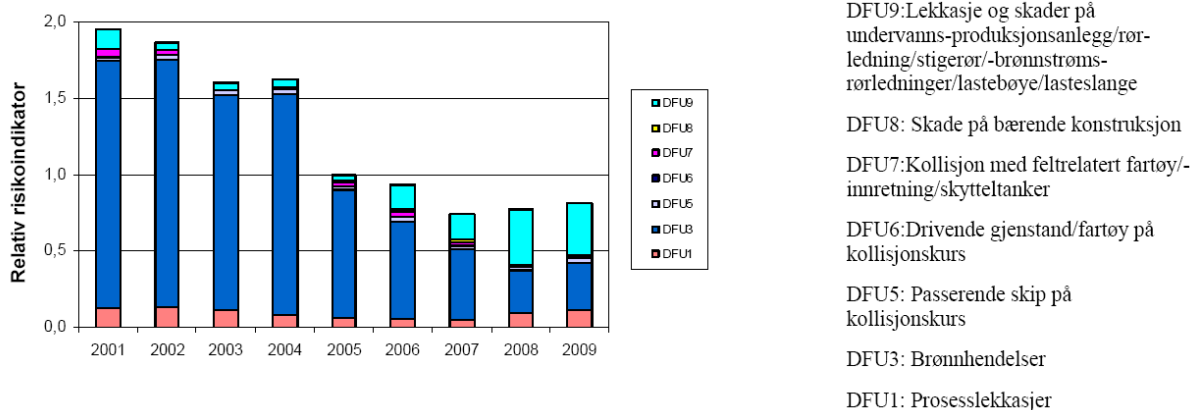
I RNNP-AU er det gjort en vurdering av trend for risikoindikatoren basert på tilløpshendelser per år ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Tilløpshendelser fra 2001-2008 er inkludert i beregning av prediksjonsintervallene for indikatorene, og trendanalysen viser at verdien i 2009 basert på antall tilløpshendelser dette året ligger innenfor prediksjonsintervallet. Tallmaterialet er derfor slik at en statistisk signifikant endring ikke kan påvises når en sammenligner med gjennomsnittet i perioden 2001-2008.



Figur 15 Rullerende tre års risikoindikator for potensielt akutte utslipp i Nordsjøen, normalisert over antall innretningsår, der indikatorverdien for alle havområder i 2005 er satt lik 1 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

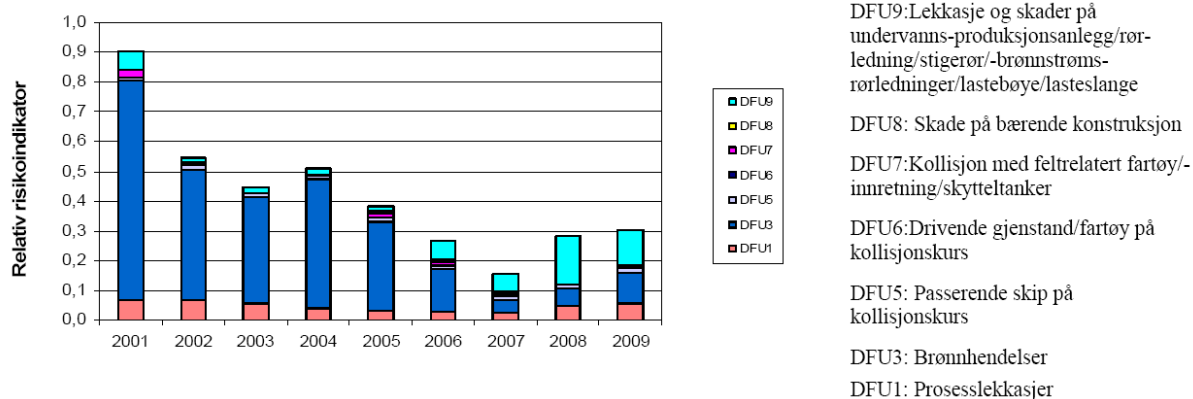
5.3.3 Risikoindikator for potensiell mengde utslipp

Figur 16 viser en oversikt over risikoindikator for potensiell mengdeakutt utslipp for perioden 2001-2009 på norsk sokkel, normalisert over antall innretningsår på norsk sokkel og kategorisert etter hendelsestype (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Som figuren viser, er risikoindikatoren for potensiell utslippsmengde høyest i 2001, mens verdien i 2007 er den nest laveste som er registrert i perioden. Generelt er det høyere verdier i perioden 2001-2004, enn i perioden 2005-2009.



Figur 16 Risikoindikator for potensielt akutte utslipp på norsk sokkel, normalisert over innretningsår og kategorisert etter hendelsestype (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 17 viser bidraget til risikoindikator for potensiell utslippsmengde fra tilløpshendelser til akutte utslipp i Nordsjøen per hendelseskategori, normalisert over antall innretningsår og kategorisert etter utslippsmengde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Generelt er verdiene i perioden 2001-2005 høyere enn verdiene i perioden 2006-2009, men det har vært en økning de to siste årene i forhold til 2007. Hydrokarbonlekkasjer som kan gi brann og eksplosjon utgjør ca. 25 % av potensiell utslippsmengde, brønnhendelser utgjør ca. 70 %, mens hendelser som kan gi konstruksjonsskader utgjør ca. 5 %. Disse verdiene er basert på gjennomsnittet for perioden 1999-2009.



Figur 17 Rullerende tre års risikoindikator for potensiell utslippsmengde fra akutte utslipp i Nordsjøen, normalisert over innretningsår, der indikatorverdien for alle havområder i 2005 er satt lik 1 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

I Figur 17 presenteres risikoindikatoren for tre års rullerende gjennomsnitt. Dersom risikoindikatoren istedenfor hadde blitt presentert for tilløpshendelser per innretningsår, ville verdiene i 2009 vært den femte laveste som er registrert i perioden 1999-2009, og år 1999 ville skilt seg ut med relativt mye høyere verdi enn de andre årene. I RNNP-AU er det gjort en vurdering av trend for risikoindikatoren basert på antall tilløpshendelser per år ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Tilsvarende som for RNNP, er tilløpshendelser fra 2001-2008 inkludert i beregning av prediksjonsintervallene for totalindikatorerne. Trendanalysen viser at verdien i 2009 basert på antall tilløpshendelser dette året ligger i prediksjonsintervallet. Tallmaterialet er derfor slik at en statistisk signifikant endring ikke kan påvises når en sammenligner med gjennomsnittet i perioden 2001-2008.

5.4 Barriereytelse i forbindelse med tilløpshendelser til akutt utslipp av råolje

Barrieredata i tilknytning til akutte utslipp er relatert til de tilløpshendelser som kunne gitt utstrømning av hydrokarboner, det vil si hydrokarbonlekkasjer fra prosesssystemer, stigerør, undervannsproduksjonssystemer, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, lastebøyer, lasteslanger og brønnhendelser. Det har ikke vært tilstrekkelig detaljert informasjon tilgjengelig om barrierer mot utslipp fra stigerør, undervannsproduksjonssystemer, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, lastebøyer og lasteslanger, slik at disse er ikke vurdert i RNNP-AU. De øvrige tilløpshendelsene er hendelser som kunne ført til konstruksjonssvikt og som kunne gitt sekundær utstrømning av hydrokarboner gjennom totaltap av innretning. Her er det få barrierer som er funksjonelle, når ulykkeskjeden eventuelt har kommet så langt.

I RNNP-AU analyseres barriereytelsen ved registrerte tilløpshendelser knyttet til prosesslekkasjer (DFU1) og brønnhendelser (DFU3) (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). For prosesslekkasjer er følgende barrierer analysert; deteksjon (automatisk, manuell), nedstengning (automatisk, halvautomatisk, manuell) og trykkavlastning (automatisk, manuelt). For brønnhendelser er ytelsen til følgende barrierer analysert; deteksjon, drepeslam, stenge inn brønn, sirkulere ut formasjonsvæske under trykk, trekke borestrengen under trykk, og lede innstrømningsvæsken bort fra innretningen.

Barrieredataene som analyseres i RNNP-AU for prosesslekkasjer, dekker perioden 2003-2009 og er framstilt med bakgrunn i de innrapporterte data for prosesslekkasjer i RNNP hvor granskningsrapporter har blitt utarbeidet (totalt 116 hendelser). For fire av hendelsene som inngår i datamaterialet for granskede hendelser, har ikke granskningsrapporter vært tilgjengelig i forbindelse med arbeidet med RNNP-AU, og disse hendelsene har derfor ikke blitt inkludert i analysen. I tillegg inngår 11 ikke-granskede hendelser i RNNP, og disse er heller ikke inkludert i analysen som gjøres i RNNP-AU. Dette medfører at 101 av totalt 116 hendelser danner grunnlag for barriereanalysen. Blant disse er 77 gasslekkasjer, 11 oljelekkasjer og 13 tofaselekkasjer.

Basert på informasjon i RNNP-AU synes deteksjon å ha fungert i alle tilløpshendelser knyttet til prosesslekkasjer, men det er mangelfull informasjon om manuell deteksjon, slik at tid til deteksjon ikke er vurdert i RNNP-AU. I to tilfeller fungerte ikke nedstengningen tilstrekkelig, dette vil si i ca. 2 % av tilløpshendelsene. Det er større usikkerhet i dataene for nedstengning enn for deteksjon fordi det er et større omfang av hendelser der informasjonen ikke er like utfyllende som det er for deteksjon. Deteksjon og nedstengning framstår som barrierefunksjoner med høy tilgjengelighet ved de inntrufne tilløpshendelser.

Trykkavlastning knyttet til prosesslekkasjer er en barrierefunksjon med mindre utfyllende informasjon enn deteksjon og nedstengning. I ca. 10 % av tilfellene har trykkavlastning sviktet, både automatisk og manuell.

Oppsamling knyttet til prosesslekkasjer (olje) er den barrierefunksjon med minst utfyllende informasjon, og det er kun 24 tilfeller der utfall av funksjonen kan bestemmes når både olje og tofase hendelsene inkluderes. Av disse er det åtte tilfeller med feil av denne barrierefunksjonen.

For brønnhendelser har det blitt gjennomført en analyse av barrierer knyttet til system for brønnkontroll. Resultatene fra denne analysen viser at det for enkelte barrierer er svært få hendelser der data har blitt innrapportert. For barrieren deteksjon har utviklingen gått mot at man har innrapporterte data for en større andel av hendelsene, og 2009 var det året med høyest andel innrapportert data for denne barrieren. Til tross for en forbedring i 2009 konkluderer barriereanalysen for DFU3 gjennomført i RNNP-AU med at det er et stort forbedringspotensial for kvalitet av innrapporterte data. Det er imidlertid ikke registrert noen feil av de barrierefunksjoner som er analysert, i de tilfeller der slik funksjon har vært relevant.

5.5 Diskusjon

5.5.1 Tolkningsbegrensninger

Det er relativt få inntrufne tilløp til storulykker på norsk sokkel, også om en ser perioden 1999–2009 under ett. Om en så deler opp i mindre områder og typer hendelser kan det bli spesielt få hendelser av en type i ett område. Dette betyr at mindre variasjoner fra år til år kan gi tilsynelatende store utslag. Tilsvarende som i RNNP, er det i RNNP-AU valgt å benytte tre års rullerende gjennomsnitt for å dempe effekten av dette og gjøre det enklere å identifisere trender.

Når en skal tolke resultatene knyttet til tilløpshendelser med potensial for å gi akutt utslipp, er det vesentlig å huske på at tallverdiene som vises er basert på fastsatte vektorer for de inntrufne tilløpshendelser. Vektene er fastsatt basert på de konkrete omstendigheter for den aktuelle typen hendelse og typen innretning, og uttrykker potensialet de aktuelle hendelsene hadde for å gi akutt utslipp til sjø. Det er dessuten viktig å minnes at det kan være store variasjoner mellom innretninger og aktører, og at historisk sikkerhetsytelse ikke gir tilstrekkelig informasjon om risiko for akutte utslipp fremover i tid.

Informasjon om barriereytelse i tilknytning til inntrufne akutte utslipp er identifisert gjennom granskningsrapporter og/eller hendelsesbeskrivelser. Det er en del begrensninger i disse beskrivelsene som gjør at det i forhold til RNNP-AU ikke er tilstrekkelig detaljerte beskrivelser til å identifisere barriereytelsen i forhold til akutt utslipp til sjø. I RNNP er barrieredata basert på periodisk testing av barriereelementer. Dette har ikke vært mulig for barrieredata i tilknytning til akutte utslipp i RNNP-AU. Barrieredataene er derimot basert på opplysninger om deres funksjon ved inntrufne tilløpshendelser som kan gi utslipp til sjø.

Rapporteringspåliteligheten har vært vurdert flere ganger i RNNP, og det er ikke funnet indikasjoner på at omfanget av hendelser som ikke blir registrert er særlig stort. Dette gjelder også for RNNP-AU.

5.5.2 Usikkerhet i datagrunnlaget

I RNNP-AU er lekkasjer registrert i databasen Environment Web (EW) brukt til å analysere inntrufne akutte utslipp til sjø. Det er generelt lite informasjon om de registrerte hendelsene i denne databasen, noe som medfører at databasen alene ikke gir tilstrekkelig informasjon i RNNP-AU. For eksempel er det ved utslipp til sjø kun oppgitt antall hendelser per utslippskategori (m³) og total mengde sluppet ut. Det har derfor ikke vært mulig å si noe om mengden per utslipp.

Videre er felt-ID og felt oppgitt for alle registrerte hendelser i EW, men felt-ID kan ikke brukes til å fastsette lokasjon. For noen av hendelsene som har inntruffet i forbindelse med leteboring, har det derfor vært vanskelig i RNNP-AU å klassifisere hendelsene med hensyn på havområde da feltnavnet har vært oppgitt med "letefelt for operatør X".

Databasen EW gir ikke tilstrekkelig informasjon om lekkasjene alene og derfor blir Ptils hendelsesdatabase brukt i tillegg i RNNP-AU. Hendelsesdatabasen skal i prinsippet også inneholde alle inntrufne akutte utslipp, sammen med andre typer hendelser i næringen, slik at alle utslipp i EW skal inngå i hendelsesdatabasen og omvendt. I RNNP-AU påpekes det imidlertid noen svakheter med data i EW. Dette er:

- Det ble funnet en del tilfeller hvor hendelsene som er registrert i EW ikke inngår i hendelsesdatabasen.
- I enkelte tilfeller var det vanskelig å verifisere at hendelsene i EW og hendelsesdatabasen er de samme.
- I noen tilfeller er samme hendelse registrert i EW og hendelsesdatabasen, men informasjon om lekkasjene som for eksempel type utslipp eller mengde er forskjellig i de to databasene

Utslipp som skjer på havbunnen kan være vanskelig å detektere slik at det i mange tilfeller vil være usikkerhet knyttet til utslippsraten og til hvor lenge lekkasjen har pågått. Det vil derfor i mange tilfeller være usikkerhet i dataene om mengden ved havbunnsutslipp.

5.6 Konklusjoner fra RNNP som påvirker risiko for akutte utslipp til sjø

I det følgende trekkes det frem noen hovedkonklusjoner fra RNNP som påvirker risikoen for akutt utslipp til sjø, basert på RNNP-rapporten for 2009 (Ptil, 2010b). RNNP dekker blant annet utvikling av storulykkesrisiko på innretninger på sokkelen, og omfatter dermed en rekke konklusjoner som også er av betydning for å få et bilde av sannsynlighet for akutte råoljeutslipp til sjø. Det er kun disse delene av RNNP som er referert her.

Indikatorene relatert til storulykke har de senere år generelt sett vist en positiv utvikling. Næringen har fokusert mye på å redusere antall hydrokarbonlekkasjer. I hovedsak er dette gasslekkasjer som kan gi opphav til brann og eksplosjon. Dersom mange barrierefunksjoner svikter, kan det føre til akutt oljeutslipp til sjø. Det har blitt etablert klare reduksjonsmål flere ganger, først maksimalt 20 lekkasjer større enn 0,1 kg/s i 2005, så maksimalt ti lekkasjer i 2008 og deretter en 10 % årlig reduksjon. Det første målet ble nådd i 2005, og i 2007 ble det registrert ti lekkasjer av denne typen. I 2008 og 2009 er det igjen en økning i antall prosesslekkasjer, henholdsvis 14 lekkasjer i 2008 og 15 lekkasjer i 2009.

En sammenligning av lekkasjefrekvens per operatør viser at det er relativt store forskjeller mellom operatørene. En sammenligning av lekkasjefrekvens på norsk og britisk sokkel viser også at det er et reduksjonspotensial på norsk sokkel. Med andre ord er ikke målene for reduksjon av hydrokarbonlekkasjer nådd i 2008 og 2009, utviklingen peker som en ser i motsatt retning. Betydningen av denne utviklingen er primært at antallet mulige tilløp til branner og eksplosjoner øker, og dermed er sannsynlighet for akutte utslipp til sjø også økende. Slike scenarioer inntreffer

kun hvis mange barrierer feiler, slik at en ukontrollert brann oppstår, med mulighet for totaltap av innretning.

Indikatoren relatert til brønnskrollhendelser har også hatt en gjennomgående positiv utvikling de senere år, men viser igjen en økning i frekvens for 2009, både for lete- og produksjonsboring. Veid i forhold til det potensielle bidraget fra denne type hendelser relatert til tap av liv er en i 2009 på et middelnivå for hele perioden. Denne indikatoren har tilsvarende effekt på sannsynlighet for akutte utslipp til sjø, og sannsynlighet for akutte utslipp fra brønnskrollhendelser har slik sett også økt. Næringens brønnintegritetsprosjekt er omtalt i RNNP-rapporten for 2009.

Indikatorer for konstruksjonshendelser, herunder skip og drivende gjenstander på kollisjonskurs og sammenstøt med feltrelatert trafikk, viser gjennomgående stabile nivåer for produksjonsinnretninger, mens det er en begrenset reduksjon for flyttbare innretninger. Utslipp fra stigerør og rørledninger viser også et stabilt nivå når det gjelder personellrisiko.

Data om tilgjengeligheten til barrierer som skal hindre at tilløpshendelser utvikler seg til storulykker, viser stabile nivåer, men det er store forskjeller mellom individuelle innretninger. Noen innretninger har betydelig lavere tilgjengelighet av barriereelementer enn det som er gjennomsnitt i industrien. Dette kan innebære at en tilløpshendelse kan utvikle seg til en storulykke med betydelige konsekvenser for personell og betydelig akutt utslipp til sjø.

RNNP-rapporten for 2009 gir for første gang en oversikt over tilstanden for vedlikehold som er en av de viktigste forutsetningene for å opprettholde en forsvarlig teknisk tilstand. De innrapporterte dataene 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.

Totalt ser en at antall tilløpshendelser med storulykkespotensial viser en liten stigning i 2008 og 2009 sammenlignet med foregående år. Dersom man kombinerer frekvens og potensial for tap av liv knyttet til de samme tilløpshendelsene, er verdien i 2009 lavere enn tidligere år. Dessuten er verdiene de tre siste år lavere enn noen annen periode de siste 15 år. Dette innebærer at også sannsynlighet for akutte utslipp til sjø vurderes redusert.

5.7 Områderelevant informasjon fra RNNP-AU for Nordsjøen og Skagerrak

Arbeidet med RNNP-AU anses av Ptil å utgjøre et viktig supplement til faktaunderlaget for å prioritere ulykkesforebyggende arbeid i norsk petroleumsvirksomhet. I tillegg til å illustrere risikoutviklingen på norsk sokkel under ett er det også tilrettelagt for å kunne se hvert enkelt havområde for seg. I denne rapporten er resultater fra Nordsjøen presentert når tilgjengelig, ellers er resultater fra hele norsk sokkel presentert.

I likhet med innholdet i de andre delene av denne rapporten presenteres ikke resultatene i RNNP-AU slik at disse fremstår som et absolutt risikonivå. Både inntrufne akutte utslipp og risikoindikatorene knyttet til tilløpshendelser er normalisert. Dette henger sammen med formålet med RNNP-prosjektet, herunder RNNP-AU, som er å overvåke *utviklingen* av risikonivå og avdekke eventuelle trender. Videre ligger det en anerkjennelse om at risikoindikatorene som presenteres, kun er indikatorer og ikke beskriver et komplett risikobilde. Risiko handler om fremtid, og historisk sikkerhetsytelse gir ikke tilstrekkelig informasjon om risiko knyttet til akutte utslipp fremover i tid.

6 Konklusjon

Prosjektet "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet – akutt utslipp" (RNNP-AU) i regi av Ptil gir områdespesifikk informasjon om risikoutviklingen knyttet til akutte utslipp på norsk sokkel under ett og for enkeltstående havområder hver for seg (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a; 2010b). Både antall akutte råoljeutslipp fra petroleumsvirksomhet og antall tilløpshendelser som kunne ha ført til akutte utslipp på norsk sokkel, er kraftig redusert i perioden 2001-2009. I Nordsjøen har det vært en tydelig reduksjon av antall akutte råoljeutslipp per år i samme periode, og det har vært en klar reduksjon av antall utslipp per innretningsår i perioden. Størrelsen på de inntrufne akutte råoljeutslippene i perioden viser ingen klar trend og domineres i betydelig grad av noen få store enkeltutslipp. I Nordsjøen har det også vært en fallende trend i antall tilløpshendelser i siste del av perioden. Også alvorlighetsgraden av tilløpshendelsene viser en fallende trend. Effektiviteten til barrierer som skal forhindre storulykker, vurderes stabilt på et gjennomgående høyt nivå for sokkelen som helhet.

Risiko handler om fremtiden. En oversikt over hendelser som har inntruffet i et område gir derfor utilstrekkelig informasjon om den enkelte sektors evne til å forebygge akutt forurensning fremover i tid, eller om effektiviteten av beredskapen mot akutt forurensning som kan skje i fremtiden. Erfaring viser at de medvirkende faktorene slik som læring, teknologiutvikling osv. endrer seg over tid og dette medfører at frekvenser basert på historisk statistikk erfaringsvis vil reduseres i et langsiktig perspektiv som i perioden frem til 2030. Dette medfører at dersom en fortsetter med samme styring og kontroll som i dag, vil frekvensen for akutt utslipp gå ned selv om aktiviteten går opp. Imidlertid kan forhold som aldring av innretninger, forringelse av styring og kontroll, nye operatører i driftsfase, samt endring i teknologiutvikling som medfører flere havbunnsløsninger og utvikling av små felt, medføre at risikonivået går opp.

I tradisjonelle risikoanalyser bruker en frekvens til å tegne et risikobilde i en designsetting og til å kunne rangere de ulike hendelsestypene i forhold til hvilke som er vurdert å inntreffe hyppigere enn andre, for dermed å kunne rangere og prioritere tiltak. På et områdenivå kan en ikke bruke frekvensene til å se bort ifra enkelte hendelsestyper slik det kan gjøres i tradisjonelle risikoanalyser.

For å kunne styre risikoen for akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak er det nødvendig med beslutningsrelevant informasjon. Det er også nødvendig å vurdere årsaker til og konsekvenser av et akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. På denne måten kan det gis nødvendig informasjon for å sette overordnet myndighet i stand til å handle proaktivt og beslutte eventuelle tiltak som kan:

- Redusere muligheten for at det inntreffer hendelser som kan medføre akutt forurensning og begrense mengde som potensielt kan slippe ut.
- Redusere omfanget og konsekvensene av akutt forurensning, dersom det likevel skulle inntreffe en ulykke.
- Redusere usikkerhet omkring hvordan, hvor og hvor mye ulykker kan skade miljøet gjennom målrettet satsing på forskning og utvikling, kartlegginger og overvåkinger.

Årsaksmekanismer og en vurdering av hvilke årsaker og andre medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, beskrives i rapporten "Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030" (Proactima, 2012b). Dette vil gi relevant beslutningsunderlag for å kunne iverksette tiltak som kan bidra både til å redusere sannsynlighet 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 i sjøen.

For å vurdere konsekvensene og mulig skadeomfang av et akutt utslipp til sjø relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak vil det gjennomføres oljedriftssimuleringer. Dette vil

kunne gi beslutningsrelevant informasjon i forhold til konsekvensreducerende tiltak, inklusive beredskap, både på myndighetsnivå og aktørnivå.

Da formålet med dette arbeidet er å vurdere risiko relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden frem til 2030, er det nødvendig å studere de bakenforliggende årsakene og medvirkende faktorene i mer detalj for å kunne si noe om risikonivået relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Basert på en sammensatt vurdering av hva og hvor mye som potensielt kan slippes ut ved et akutt utslipp til sjø, samt de bakenforliggende årsakene og medvirkende faktorene, kan risikonivået relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak beskrives uten å basere seg på en samlet sannsynlighet for akutt utslipp til sjø i området. Dette gjøres i rapporten "Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak" (Proactima, 2012b).

7 Referanser

Bjelland 2010. *Sammenheng mellom risiko- og aktivitetsnivå. En studie av en allment akseptert antagelse i risikoanalyser*. Masteroppgave ved Universitet i Stavanger. 14.06.2010.

DNV 2006. *Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet*. Rapport nr.: 2006-0054. Rev. 01. 11.01.2006.

DNV 2009. *Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet*. Notat nr.: MNBNC311 / 31100631 / Brand. 24.08.2009.

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

Klima- og forurensningsdirektoratet (2010) Status og oppfølging av lekkasjer fra kaksinjeksjonsbrønner. Notat, 2010-05-21.
http://www.klif.no/nyheter/dokumenter/kaksinjeksjon_rapport210510.pdf

Oljedirektoratet 2010. *Den norske kontinentalsokkelen*. Oppdatert per 01.06.2010.
www.npd.no/no/kart/sokkelkart

Oljedirektoratet 2010a. *Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen (HFNS). Framtidsbilder for sektorene i 2030*. 28.09.2010.

Oljedirektoratet 2010b. *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_petr_oleum_29_06_2010_ToFa_korrigert_tabell3.pdf

OD 2011. *FW: Tekst om Nordsjøen i Fakta hefte 2011*. E-post fra Bente Jarandsen, OD. 19.05.2011.

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

Petroleumstilsynet 2010b. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Hovedrapport. Utviklingstrekk 2009. Norsk sokkel*. Rev. 1.

Petroleumstilsynet, Preventor & Safetec 2010a. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Metoderapport – Akutte utslipp. Norsk sokkel*. Rev. 0B. 17.09.2010.

Petroleumstilsynet, Preventor & Safetec 2010b. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Prosjektrapport – Akutte utslipp. Norsk sokkel*. 18.11.2010.

Petroleumstilsynet & Proactima 2010. *Frekvenser for akutte utslipp fra petroleumsvirksomheten*. 15.04.2010.

Proactima 2012a. *Forslag til scenarioer relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030*. Rev. 2. 24.04.2012.

Proactima 2012b. *Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak*. Rev. 2. 24.04.2012.

Scandpower 2011. *Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2010 (revised)*. Report no. 19.101.001-3009/2011/R3. 05.04.2011.

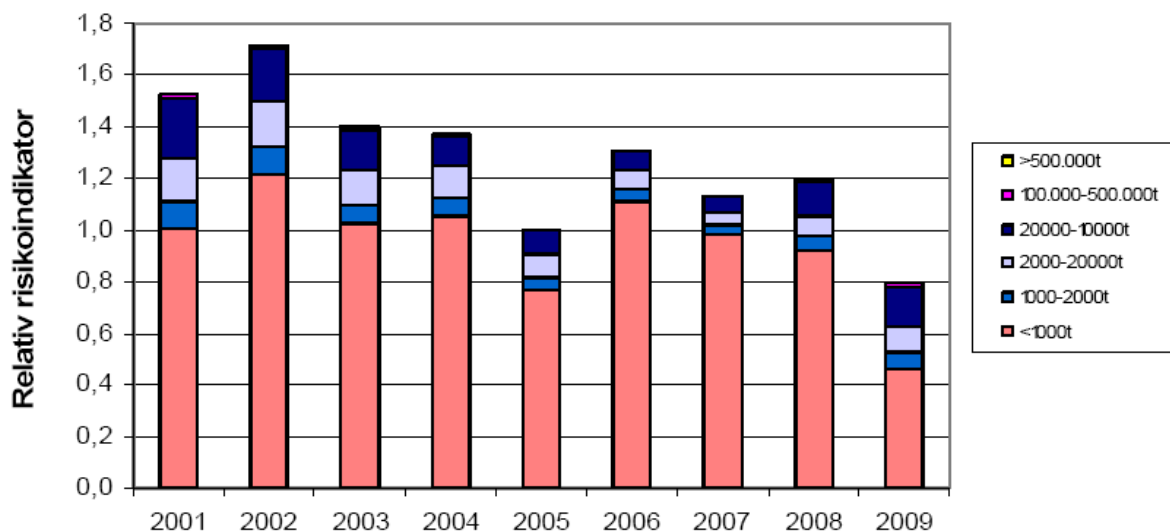
8 Vedlegg – Detaljert informasjon fra RNNP-AU

8.1 Risikoindikatorer for potensielt antall akutte utslipp av råolje

I det videre presenteres risikoindikatorer for potensielt antall akutte råoljeutslipp, brutt ned på ulike hendelsestyper (DFUer), basert på informasjon fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

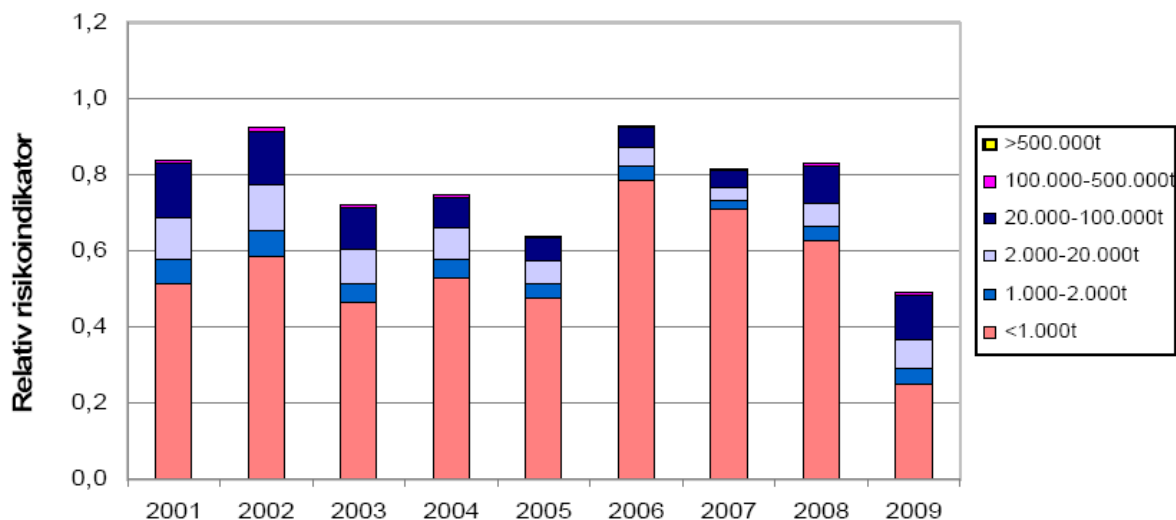
8.1.1 DFU 1 – Prosesslekkasjer

Figur 18 viser risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp på norsk sokkel i perioden 2001-2009 knyttet til prosesslekkasjer, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippsmengde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Som figuren viser, er risikoindikatoren høyest i 2002 og lavest i 2009. Videre kan det ses at hovedbidragsyteren til potensielt antall akutte råoljeutslipp er utslipp i laveste utslippskategori (< 1000 tonn).



Figur 18 Risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp på norsk sokkel knyttet til prosesslekkasjer, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippsmengde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 19 viser risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp i Nordsjøen i perioden 2001-2009 knyttet til prosesslekkasjer, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippsmengde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Som figuren viser, er risikoindikatoren høyest i 2006 og lavest i 2009. Som på norsk sokkel som helhet, er det utslipp i laveste utslippskategori som i betydelig grad dominerer indikatorverdiene alle år.

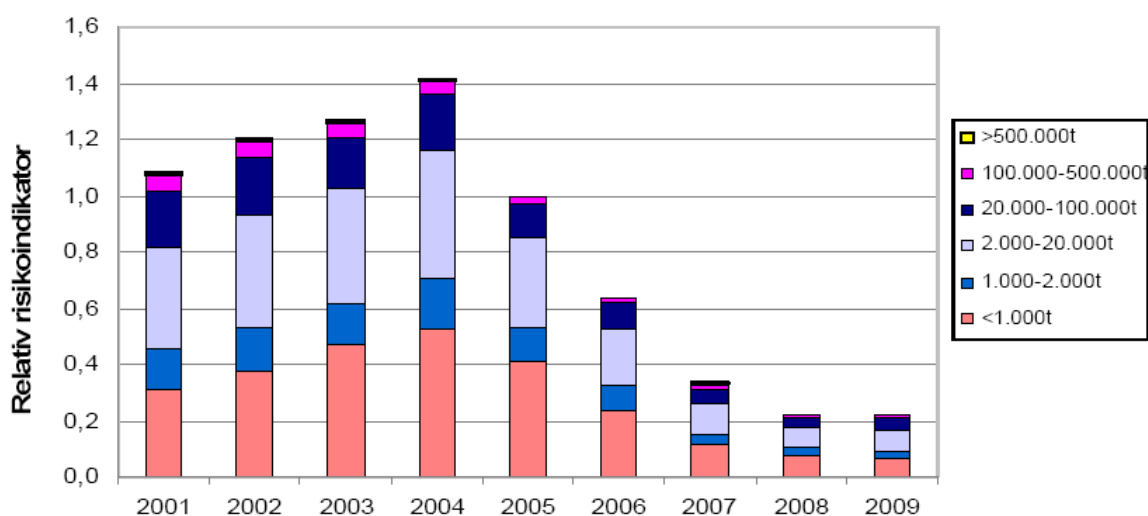


Figur 19 Risikoindikator for potensielt akutte råoljeutslipp i Nordsjøen knyttet til prosesslekkasjer, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippsmengde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

I RNNP-AU er det gjort en vurdering av trend for risikoindikatoren basert på tilløpshendelser per år ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall. Verdien i 2006 er holdt utenfor i beregningen av prediksjonsintervall da verdien dette året var relativt mye høyere enn verdien de andre årene i perioden. Trendanalysen viser at verdien i 2009 basert på antall tilløpshendelser dette året ligger innenfor prediksjonsintervallet. Tallmaterialet er derfor slik at en statistisk signifikant endring ikke kan påvises.

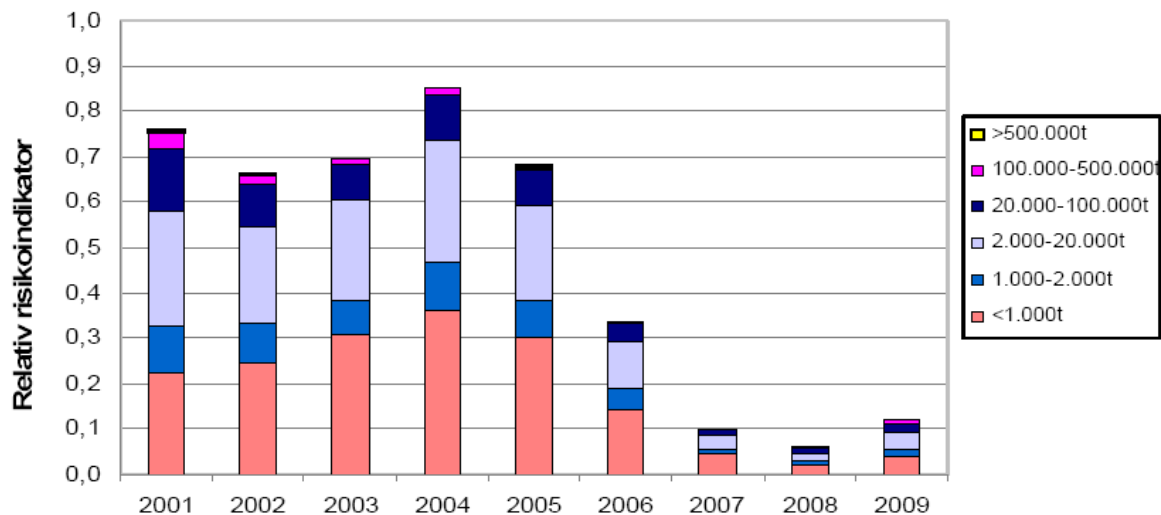
8.1.2 DFU 3 – Brønnhendelser

Figur 20 viser en oversikt over risikoindikator for potensielt akutte utslipp på norsk sokkel i perioden 2001-2009 knyttet til brønnkontrollhendelser, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippsmengde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figuren viser at risikoindikatoren var høyest i 2004 og lavest i 2008. Generelt er verdiene i perioden 2005-2009 lavere enn verdiene i perioden 2001-2005.



Figur 20 Risikoindikator for potensielt akutte råoljeutslipp på norsk sokkel knyttet til brønnkontrollhendelser, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 21 viser en oversikt over risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp i Nordsjøen i perioden 2001-2009 knyttet til brønnkontrollhendelser, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Som figuren viser, er indikatoren høyest i 2004, og verdiene i 2001-2005 er relativt mye høyere enn verdiene i 2006-2009. Hovedgrunnen til at indikatoren er høyere i perioden 2001-2005 er at antall brønnhendelser som inngår i datagrunnlaget i denne perioden er høyere enn for perioden 2006-2009, samt at flere hendelser er kategorisert som alvorlige i perioden 2001-2005 og det er kun i denne perioden at det inngår brønnhendelser som er kategorisert som høyrisiko.



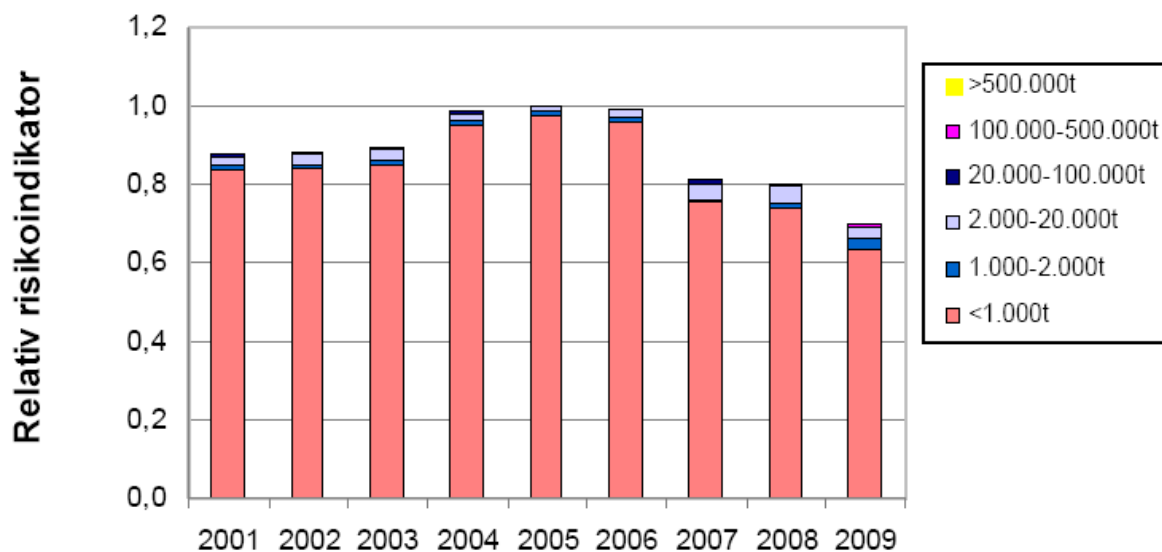
Figur 21 Risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp i Nordsjøen knyttet til brønnhendelser, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

I RNNP-AU benyttes verdiene til risikoindikatoren presentert i Figur 21 i perioden 2005-2008 i beregningen av prediksjonsintervall da verdiene i denne perioden ser ut til å være generelt lavere enn i perioden 1999-2004. Trendanalysen viser at verdien i 2009 basert på antall tilløpshendelser dette året ligger noe over prediksjonsintervallet, slik at verdien i 2009 er signifikant høyere enn den gjennomsnittlige verdien i perioden 2005-2008. Benyttes derimot hele perioden i beregning av prediksjonsintervall, vil verdien i 2009 ligge under prediksjonsintervallet slik at verdien i 2009 er signifikant lavere enn gjennomsnittlig verdi i perioden 1999-2008.

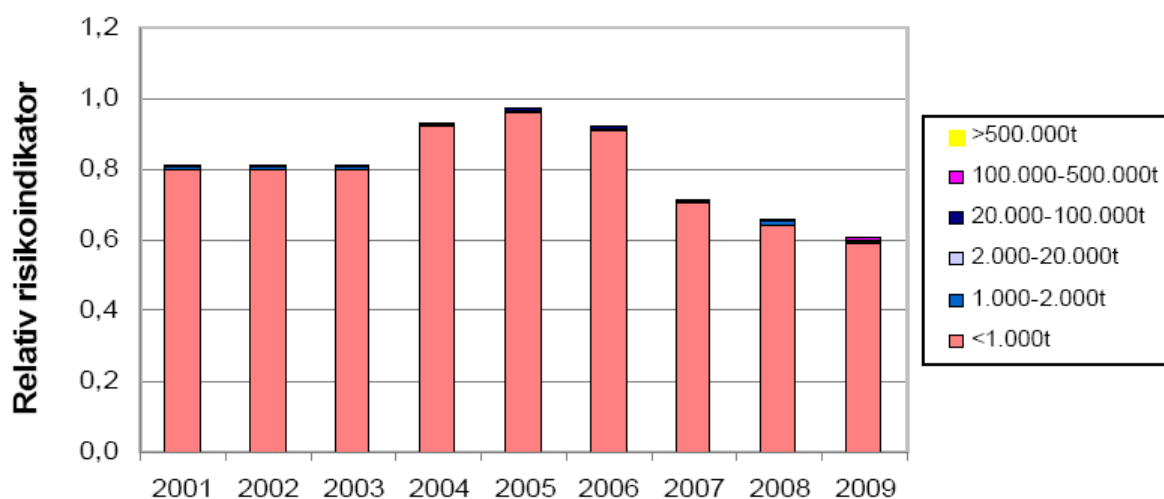
8.1.3 DFU 5 – Passerende skip på kollisjonskurs

Det er registrert i gjennomsnitt 30 hendelser per år av hendelsestypen DFU 5 i perioden som betraktes. Hovedvekten av hendelsene har inntruffet i Nordsjøen. I perioden før 2004 benyttes en fast verdi per år, ettersom antall overvåkede innretninger var i sterk utvikling før dette og tallene derfor ikke er sammenlignbare.

Figur 22 og Figur 23 viser oversikter over risikoindikatorer for potensielt antall akutte råoljeutslipp på norsk sokkel og i Nordsjøen, i perioden 2001-2009 knyttet til antall passerende skip på kollisjonskurs, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippsmengdekategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figurene viser at akutte utslipp under 1.000 tonn dominerer indikatorene. Dette kommer av at det mest sannsynlige scenarioet gitt at en kollisjon inntreffer er stigerørsløkkasjer som medfører akutt utslipp under 1.000 tonn.



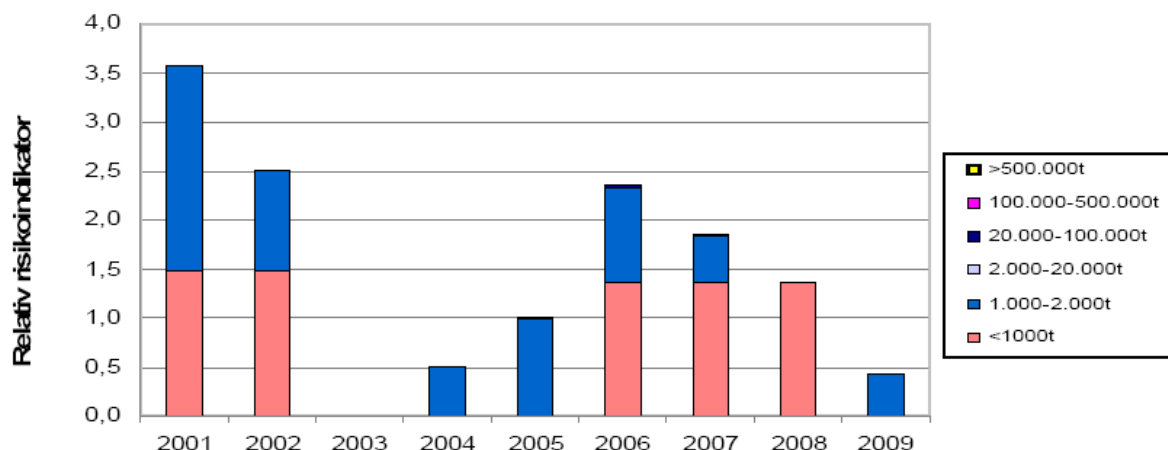
Figur 22 Risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp på norsk sokkel knyttet til antall passerende skip på kollisjonskurs, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).



Figur 23 Risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp i Nordsjøen knyttet til antall passerende skip på kollisjonskurs, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

8.1.4 DFU 6-8 Drivende gjenstand på kollisjonskurs, kollisjon med feltrelatert fartøy og skade på bærende konstruksjon

På grunn av det lave antallet hendelser av typen DFU 6-8 (drivende gjenstand / fartøy på kollisjonskurs, kollisjon med feltrelatert fartøy / innretning / skytteltanker og skade på bærende konstruksjon), presenteres det en felles vektet indikator for alle havområdene for disse hendelsestypene; se Figur 24 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Denne figuren domineres av et begrenset antall hendelser, og de tre DFUene dekker flere ulike typer tilløpshendelser. I RNNP-AU anbefales det derfor ikke å trekke sterke konklusjoner angående hvilke scenario som er avdekket å bidra mest til indikatoren.

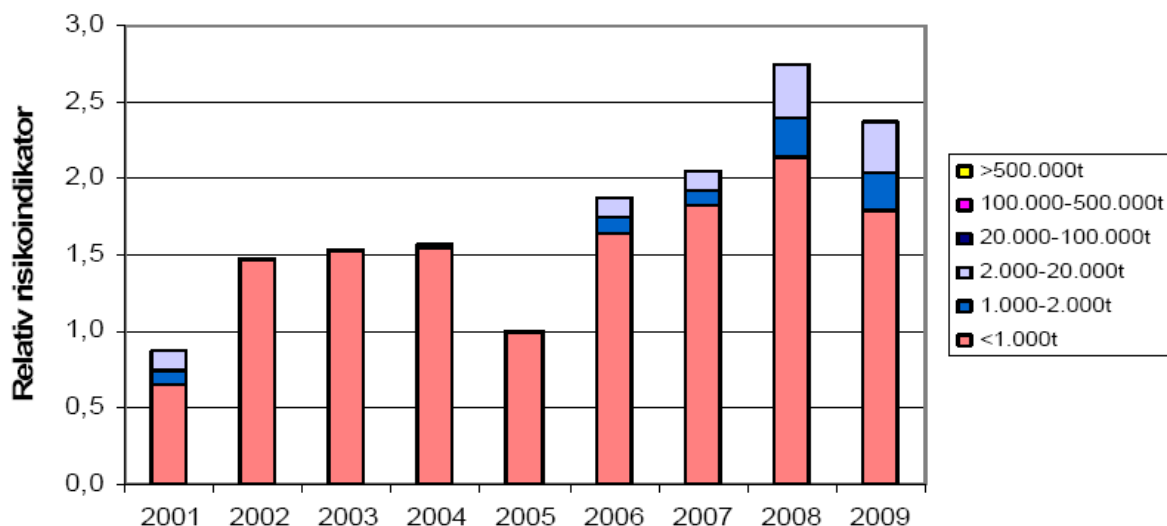


Figur 24 Risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp på norsk sokkel knyttet til drivende gjenstand / fartøy på kollisjonskurs, kollisjon med feltrelatert fartøy / innretning / skytteltanker, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

8.1.5 DFU 9 – Lekkasje og skader på undervanns produksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange

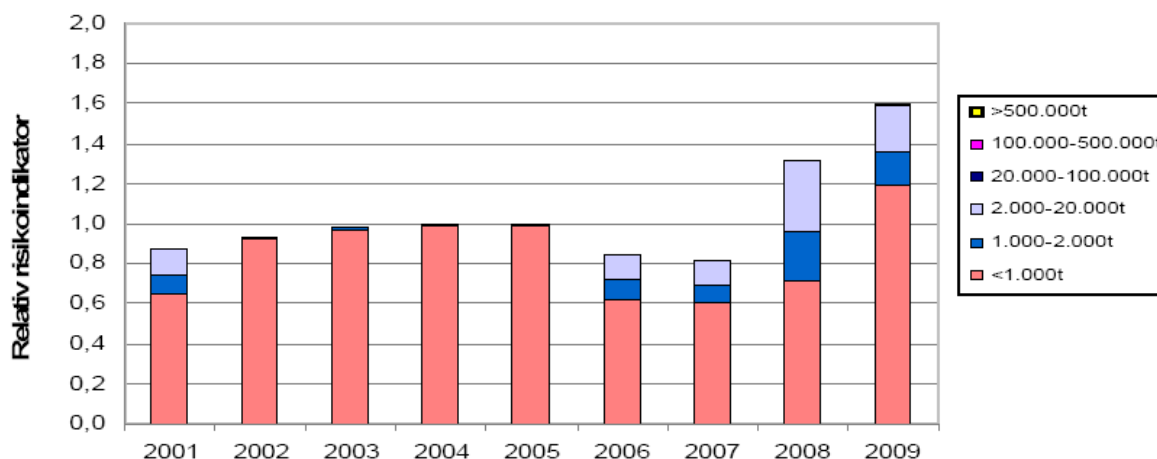
Det er registrert relativt få hendelser per år av typen DFU 9, særlig når det splittes på havområder, slik at verdiene kan variere mye fra ett år til neste. Det er vanskelig å identifisere klare trender før en har data fra en lengre periode.

Figur 25 viser en oversikt over risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp på norsk sokkel i perioden 2001-2009 knyttet til DFU 9, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).



Figur 25 Risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp på norsk sokkel knyttet til lekkasje og skader på undervanns produksjonsanlegg / rørledning / lastebøye / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lasteslange, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 26 viser en oversikt over risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp i Nordsjøen i perioden 2001-2009 knyttet til DFU 9, normalisert over antall innretningsår og oppdelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).



Figur 26 Risikoindikator for potensielt antall akutte råoljeutslipp i Nordsjøen knyttet til lekkasjer og skader på undervanns produksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter utslippskategori (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

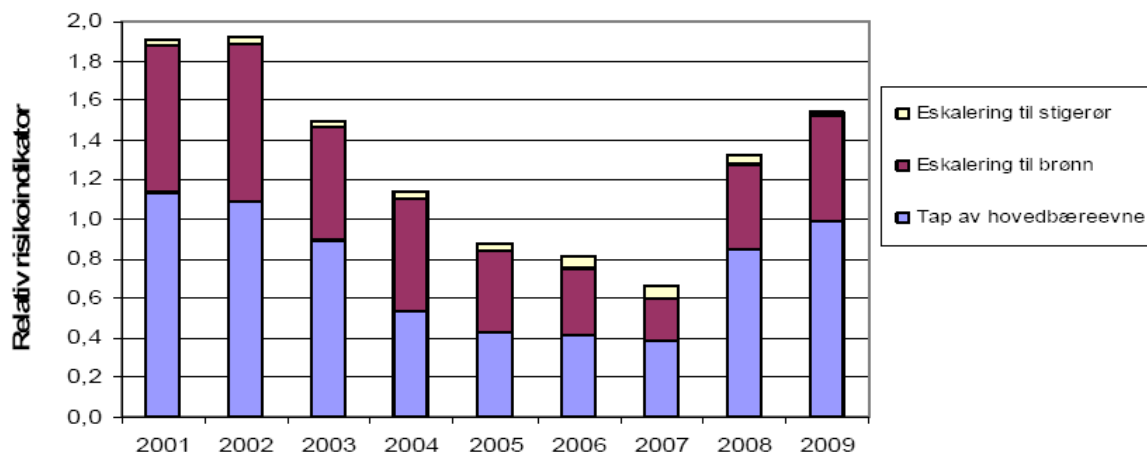
I RNNP-AU er det gjort en vurdering av trend for risikoindikatoren basert på tilløpshendelser per år ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall. Trendanalysen viser at verdien i 2009 basert på antall tilløpshendelser dette året ligger innenfor prediksjonsintervallet. Tallmaterialet er derfor slik at en statistisk signifikant endring ikke kan påvises.

8.2 Risikoindikatorer for potensiell mengde akutt utsluppet råolje

I det videre presenteres risikoindikatorer for potensiell mengde akutt råoljeutslipp, brutt ned på ulike hendelsestyper (DFUer), basert på informasjon fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

8.2.1 DFU 1 – Prosesslekkasjer

Figur 27 viser risikoindikator for potensiell utslippsmengde fra akutte utslipp til Nordsjøen i perioden 2001-2009 knyttet til prosesslekkasjer, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter bidrag fra ulike typer eskalering (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figuren viser at bidraget fra eskalering til stigerør er relativt lite for alle år. Dette skyldes hovedsaklig at eskalering til stigerør er vurdert å føre til lekkasjer i laveste mengdekategori (<1.000 tonn) i 99 % av tilfellene, slik at potensiell totalmengde som slippes ut som følge av eskalering til stigerør, vil være lavt i forhold til eskalering til brønn og tap av hovedbæreevne.

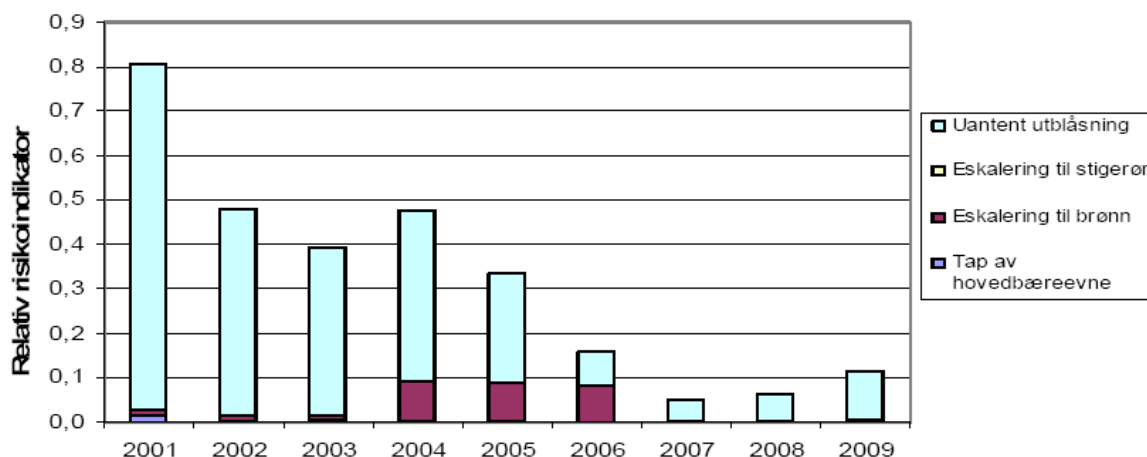


Figur 27 Risikoindikator for potensiell utslippsmengde fra akutte utslipp i Nordsjøen knyttet til prosesslekkasjer, normalisert over antall innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

I RNNP-AU er det gjort en vurdering av trend for risikoindikatoren basert på tilløpshendelser per år ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall for 2009. Verdien i 2008 er relativt mye høyere enn de andre årene, og dette året er derfor ikke inkludert i beregningene av prediksjonsintervallet. Trendanalysen viser at verdien i 2009 basert på antall tilløpshendelser dette året ligger innenfor prediksjonsintervallet. Tallmaterialet er derfor slik at en statistisk signifikant endring ikke kan påvises ved å sammenligne med gjennomsnittet i perioden 1999-2007.

8.2.2 DFU 3 – Brønnhendelser

Figur 28 viser risikoindikator for potensiell utslippsmengde fra akutte utslipp i Nordsjøen knyttet til brønnehendelser, normalisert over antall innretningsår og inndelt etter bidrag fra ulike typer eskalering (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Som vist i figuren er bidraget til risikoindikatoren for potensiell utslippsmengde knyttet til uantente utblåsninger dominerende for alle år bortsett fra i perioden 2004-2006, hvor det er et betydelig bidrag knyttet til eskalering til brønn.



Figur 28 Risikoindikator for potensiell utslippsmengde røllje fra akutte utslipp i Nordsjøen knyttet til brønnehendelser, normalisert over antall innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

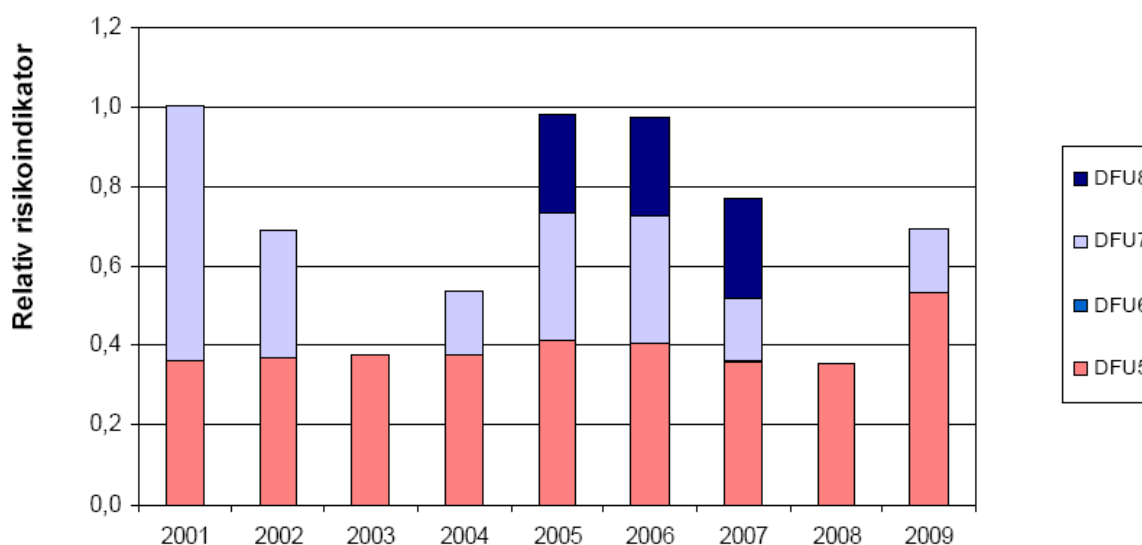
I RNNP-AU er det gjort en vurdering av trend for risikoindikatoren basert på tilløpshendelser per år ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall. Verdien i 1999 er holdt utenfor ved beregning av prediksjonsintervall som følge av at verdien dette året var relativt mye høyere enn i resten av perioden. Trendanalysen viser at verdien i 2009 basert på antall tilløpshendelser dette året ligger helt

i nedre del av prediksjonsintervallet. Tallmaterialet er derfor slik at en statistisk signifikant endring ikke kan påvises.

8.2.3 DFU 5-8 – Konstruksjonshendelser

DFU 5-8 dekker, under fellesbetegnelsen konstruksjonshendelser, tilløpshendelsene passerende skip på kollisjonskurs, drivende gjenstand på kollisjonskurs, kollisjon med feltrelatert trafikk og skade på bærende konstruksjon.

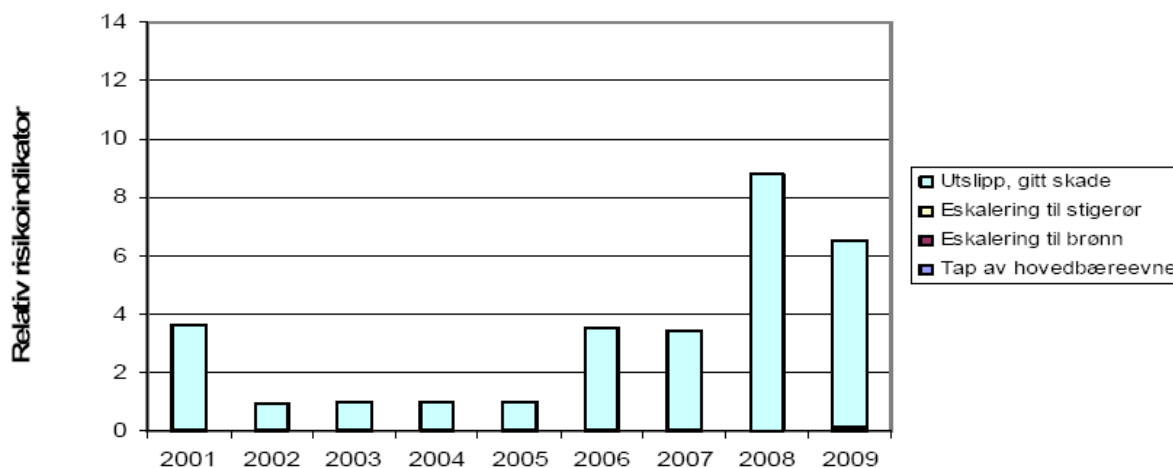
Figur 29 påvirkes kraftig av et lavt antall hendelser, og i RNNP-AU anbefales det derfor ikke å trekke sterke konklusjoner angående hvilke scenarier som er avdekket å bidra mest til indikatoren (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).



Figur 29 Risikoindikator for potensiell utslippsmengde råolje fra akutte utslipp knyttet til konstruksjonsrelaterte hendelser i Nordsjøen, normalisert over antall innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

8.2.4 DFU 9 – Lekkasje og skader på undervanns produksjonsanlegg/ rørledning/ stigerør/ brønnstrømsrørledninger/ lastebøye/ lasteslange

Figur 30 viser risikoindikator for potensiell utslippsmengde fra akutte utslipp i Nordsjøen, normalisert over antall innretningsår og oppdelt etter bidrag fra ulike typer eskalering. Som figuren viser, er det hovedsakelig akutte utslipp som følge av skade som bidrar til risikoindikatoren i perioden 2001-2009 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).



Figur 30 Risikoindikator for potensiell utslippsmengde råolje fra akutte utslipp i Nordsjøen knyttet til lekkasje og skader på undervanns produksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledning / lastebøye / lasteslange, normalisert over antall innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

I RNNP-AU er det gjort en vurdering av trend for risikoindikatoren basert på tilløpshendelser per år ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall. Verdien i 2008 er relativt mye høyere enn de andre årene, og dette året inkluderes derfor ikke i beregningene av prediksjonsintervallet. Trendanalysen viser at verdien i 2009 basert på antall tilløpshendelser dette året ligger innenfor prediksjonsintervallet. Tallmaterialet er derfor slik at en statistisk signifikant endring ikke kan påvises når det sammenlignes med gjennomsnittet for perioden 1999-2007.

8.3 Barriereytelse ved tilløpshendelser

I RNNP-AU presenteres barriereytelse for registrerte tilløpshendelser knyttet til prosesslekkasjer (DFU1) og brønnehendelser (DFU3). Data fra regulære tester presenteres ikke i RNNP-AU, men heller i RNNP. Et unntak er testdata for manuell initiering av nedblåsning, manuell initiering av isolering, manuell gassdeteksjon og oppsamling ved hydrokarbonutslipp topside, som kun er beskrevet i RNNP-AU.

Resultatene presenteres som antall hendelser hvor barrieren har fungert (JA), ikke fungert (NEI) eller hvor data ikke er tilgjengelig til å si noe om barrieren har fungert eller ikke (N/A).

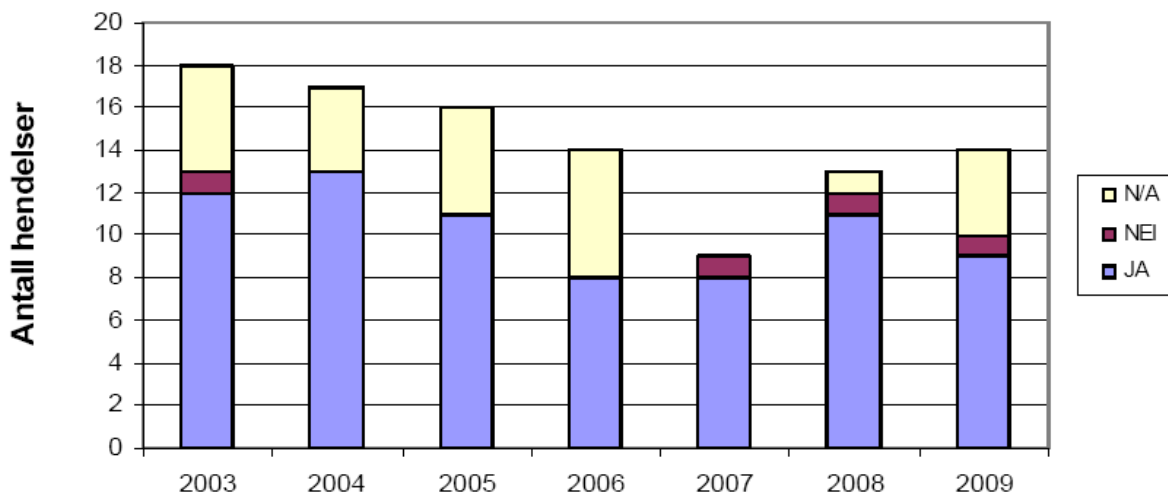
På grunn av lite datagrunnlag har det ikke blitt gjennomført trendanalyser av barriereytelsen for registrerte tilløpshendelser i RNNP-AU.

8.3.1 DFU 1 – Prosesslekkasjer

Barrieredata har blitt framstilt med bakgrunn i de innrapporterte data for prosesslekkasjer i RNNP hvor granskningsrapporter har blitt utarbeidet (101 av totalt 116 hendelser), og dekker perioden 2003-2009. For fire av hendelsene som inngår i datamaterialet for granskede hendelser har ikke granskningsrapporter vært tilgjengelig, og disse hendelsene har derfor ikke blitt inkludert i analysen. I tillegg til disse fire hendelsene er det 11 hendelser som inngår i RNNP, som ikke har blitt gransket. Disse 11 hendelsene inkluderes heller ikke i analysen, noe som medfører at totalt 101 hendelser danner grunnlag for barriereanalysen. Av de 101 hendelsene er 77 gasslekkasjer, 11 er oljelekkasjer og 13 er tofase.

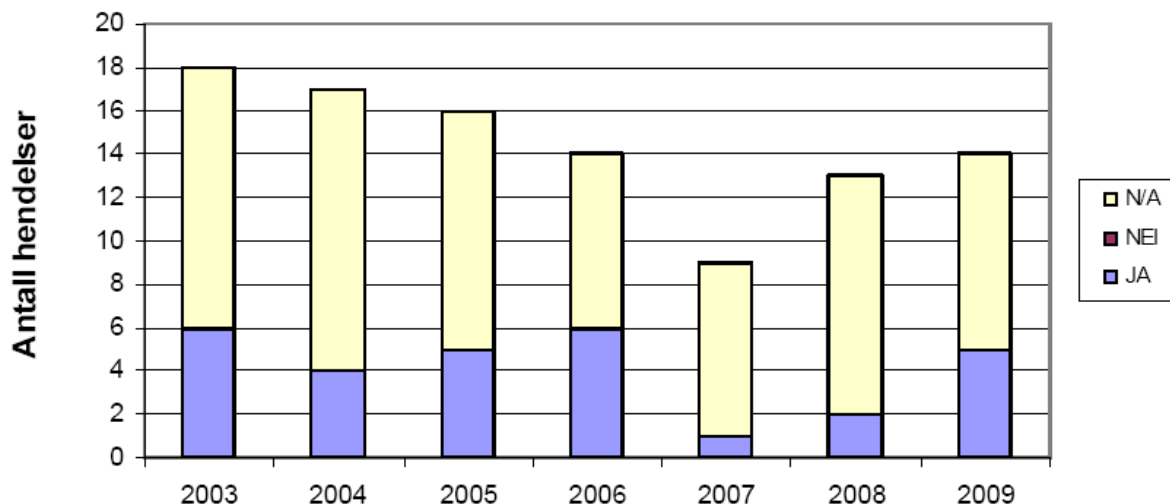
8.3.1.1 Deteksjon

Figur 31 viser en årlig fordeling av antall hendelser hvor automatisk deteksjon har fungert, ikke har fungert, eller hvor data ikke er tilgjengelig eller ikke er relevant (for eksempel hvor deteksjon har skjedd manuelt først og hvor det dermed ikke har vært behov for automatisk deteksjon) (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Det er registrert fire hendelser hvor automatisk deteksjon ikke har fungert. Automatisk deteksjon har feilet både for oljelekkasjer, for gasslekkasjer samt for tofaselekkasjer. I tillegg er det mange hendelser hvor automatisk deteksjon blir klassifisert som N/A. Dette er hendelser hvor det mangler informasjon eller hvor manuell deteksjon først har blitt utført og hvor automatisk deteksjon blir dermed ikke har blitt kreditert.



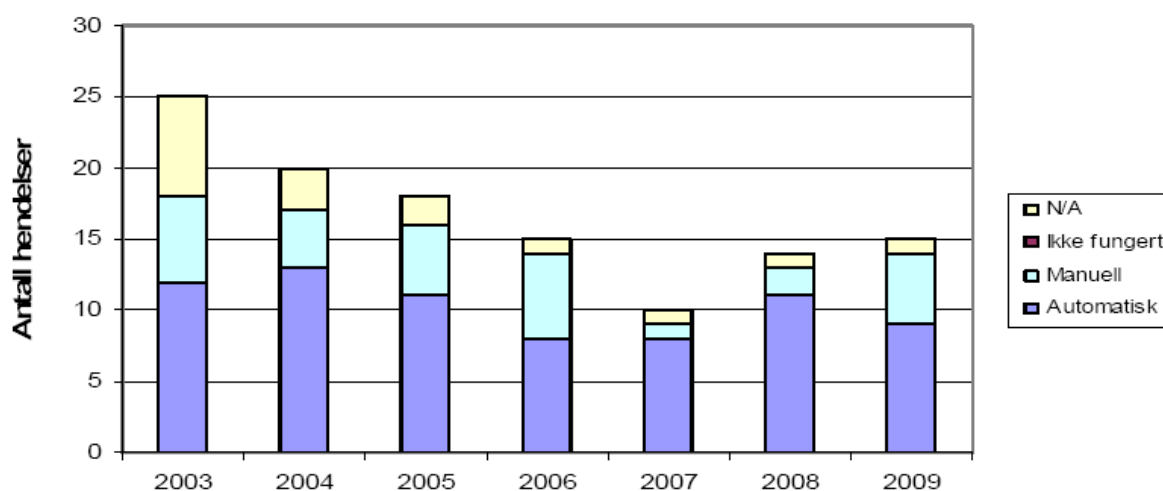
Figur 31 Automatisk deteksjon – totalt antall hendelser per år (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 32 viser en årlig fordeling av antall hendelser hvor manuell deteksjon har fungert, ikke fungert eller hvor data ikke er tilgjengelig. Av 101 registrerte hendelser havner 72 hendelser i kategorien N/A (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Dette skyldes at disse hendelsene har blitt automatisk detektert og at det dermed ikke har vært relevant å innrapportere manuell deteksjon, eventuelt er det for utilstrekkelig informasjon til å kunne si hvilken type deteksjon som ble utført. Det vil ikke være noen hendelser registrert under NEI for manuell deteksjon, noe som skyldes at en lekkasje på et eller annet tidspunkt alltid vil bli detektert. Det har blitt gjort en gjennomgang av alle hendelser med hensyn på tid til manuell deteksjon, men på grunn av manglende rapportering for mange av hendelsene har det ikke vært mulig å si noe om dette. For å si at manuell deteksjon feiler må det innføres et tidskrav for maksimal tid til manuell deteksjon før dette anses som en ikke-fungerende barriere. Dette er foreløpig ikke implementert i RNNP-AU prosjektet.



Figur 32 Manuell deteksjon – totalt antall hendelser per år (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 33 viser en årlig fordeling av antall manuelt detekterte, automatisk detekterte, ikke detekterte og N/A-deteksjoner, hvor N/A er de hendelsene hvor man mangler informasjon til å kunne si noe om deteksjon (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figuren viser at det generelt er informasjon tilgjengelig om deteksjonsform i granskningsrapportene. Generelt har andelen av lekkasjene hvor det ikke har vært info om deteksjon vært lavere i perioden 2006-2009 enn i perioden 2003-2005, og 2003 hadde den største andelen av hendelsene med mangelfull info om deteksjon. Informasjon om tid til manuell deteksjon er imidlertid mangelfull, noe som medfører at det ikke har blitt inkludert et tidskriterium for manuell deteksjon. Alle lekkasjene vil før eller siden detekteres, og dette forklarer hvorfor ingen hendelser inngår under "ikke fungert" for deteksjon.

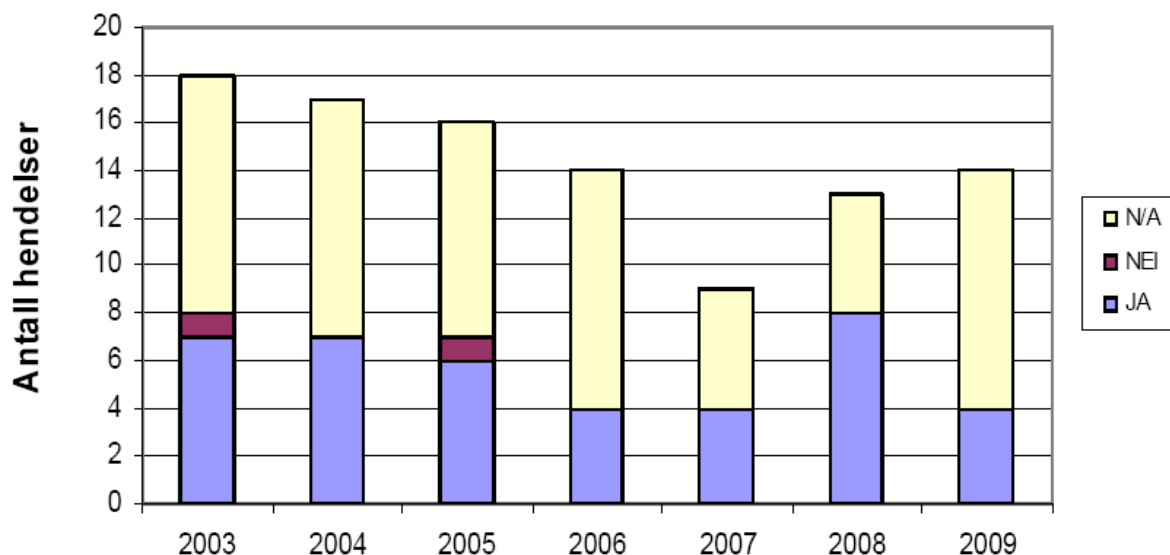


Figur 33 Oppsummering av barrierer for deteksjon (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

8.3.1.2 Nedstengning

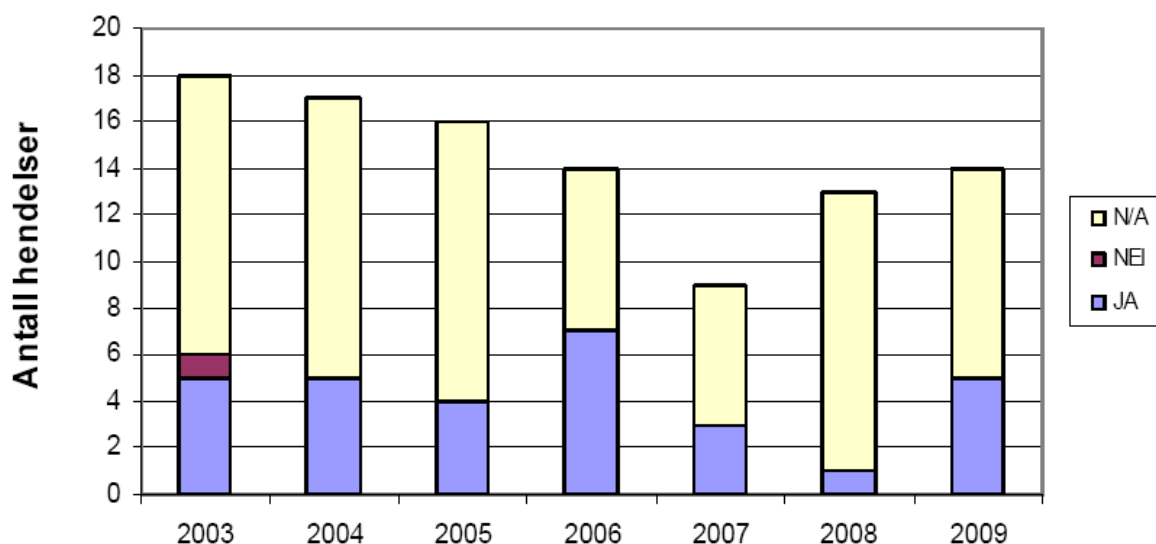
Automatisk nedstengning er nedstengning der både initieringen av nedstengningen og selve nedstengningsprosessen skjer automatisk. Figur 34 presenterer årlig antall hendelser hvor både automatisk initiering og automatisk nedstengning har fungert, ikke har fungert, eller hvor data ikke er tilgjengelig (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Av totalt 101 hendelser er det kun registrert to hendelser (gasslekkasjer) hvor den automatiske nedstengningen ikke har fungert, mens det er 59

hendelser hvor informasjon ikke er tilstrekkelig til å avgjøre om barrieren har fungert eller ikke, eventuelt der en annen type nedstengning har blitt utført først.



Figur 34 Automatisk nedstenging – totalt antall hendelser per år (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

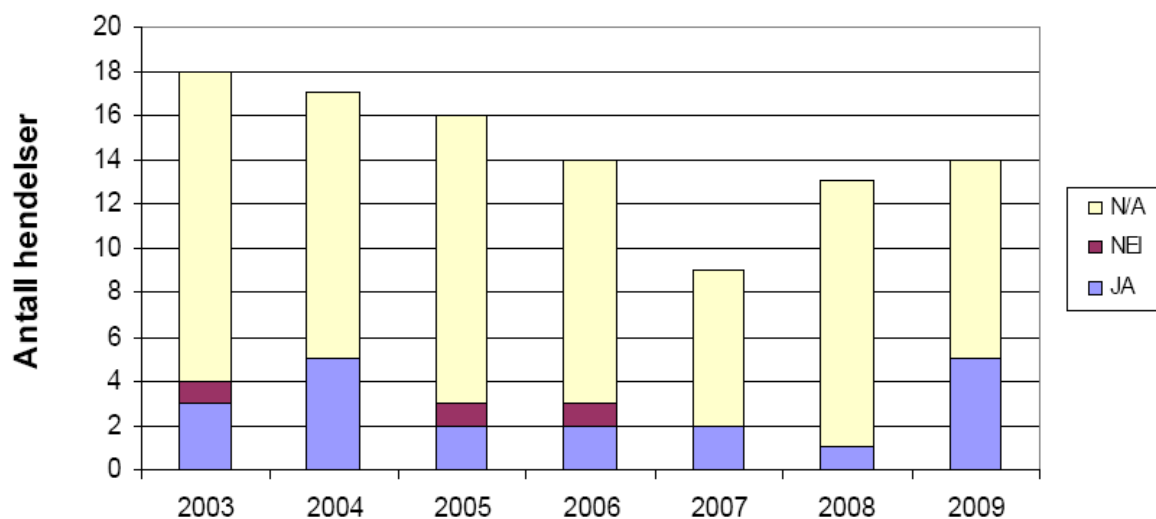
Halvautomatisk nedstengning er nedstengning der initieringen blir utført manuelt, men selve nedstengningsprosessen er automatisk. Figur 35 presenterer årlig antall hendelser hvor barrieren "halvautomatisk nedstengning" har fungert, ikke har fungert eller hvor data ikke er tilgjengelig (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). 70 av de totalt 101 registrerte hendelsene inngår under N/A. Dette skyldes i stor grad at mange av hendelsene har ført til automatisk nedstengning, og det har dermed ikke vært rapportert inn noe angående halvautomatisk nedstengning.



Figur 35 Halvautomatisk nedstenging – totalt antall hendelser per år (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

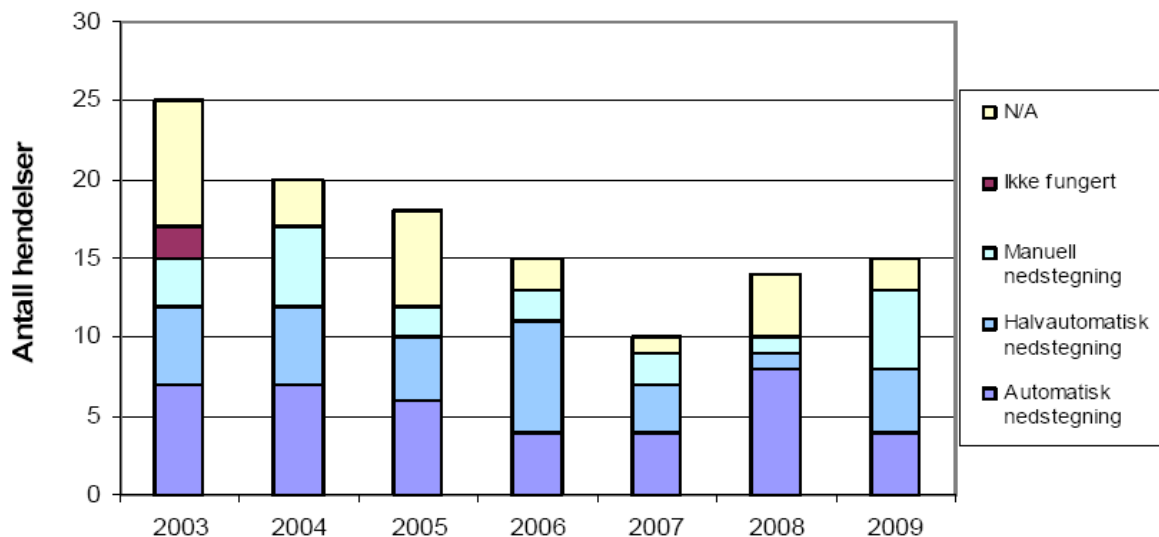
Figur 36 viser barrieren "manuell nedstengning" (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Det skilles mellom hendelser hvor manuell nedstengning har fungert, ikke har fungert, eller hvor data ikke er tilgjengelig. Det er registrert 3 hendelser hvor denne barrieren har sviktet, mens det er 78 hendelser hvor det ikke er tilstrekkelig informasjon til å si noe om denne barrieren. Dette skyldes i stor grad at

mange av hendelsene har ført til automatisk eller halvautomatisk nedstengning, og det har dermed ikke vært rapportert inn noe angående manuell nedstengning.



Figur 36 Manuell nedstengning – totalt antall hendelser per år (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 37 viser oppsummert fordelingen mellom barrierene "automatisk nedstengning", "halvautomatisk nedstengning", "manuell nedstengning", hendelser der nedstengningen ikke har fungert, og barrierereytelse klassifisert som N/A (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figuren viser at det har vært to hendelser hvor ingen av nedstengningsmetodene har fungert tilstrekkelig. I henhold til Figur 34, Figur 35 og Figur 36 har det vært totalt fem tilfeller av svikt i barrieren nedstengning. For tre av disse hendelsene har imidlertid én av de andre barrierene for nedstengning fungert. Det vil si at dersom det har vært svikt i automatisk nedstengning, så har manuell nedstengning eller halvautomatisk nedstengning fungert, og omvendt. I de resterende to hendelsene har ingen av nedstengningsmetodene fungert tilstrekkelig, og det er dette som fremkommer i Figur 37 (år 2003).

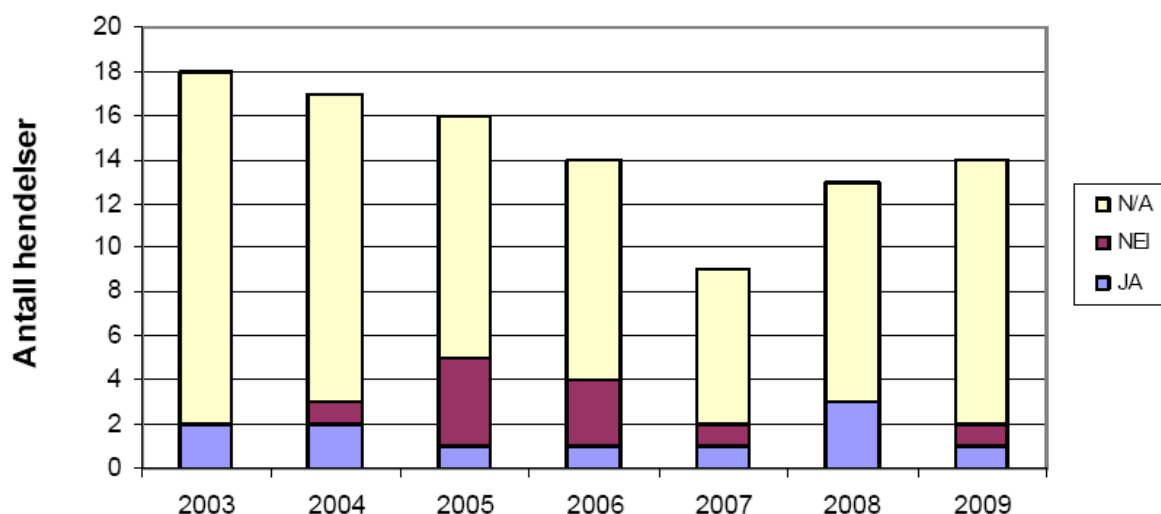


Figur 37 Oppsummering av barrierer for nedstengning (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

8.3.1.3 Trykkavlastning

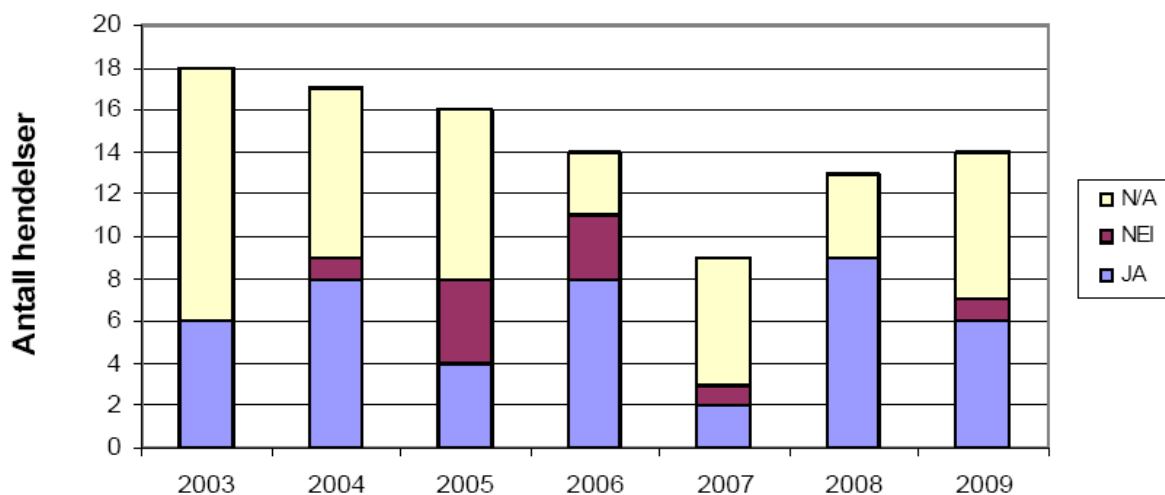
Figur 38 presenterer årlig antall hendelser hvor barrieren automatisk initiert trykkavlastning har fungert, ikke har fungert, eller hvor data ikke er tilgjengelig (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Det er registrert ti hendelser (ni gasslekkasjer og én oljelekkasje) hvor denne barrieren har sviktet, mens det

er 80 hendelser hvor det ikke er data tilstrekkelig til å si noe om denne barrieren. Dette skyldes i noen grad at hendelsene har ført til manuelt initiert trykkavlastning, og at det dermed ikke har vært rapportert inn noe angående automatisk initiert trykkavlastning.



Figur 38 Automatisk initiert trykkavlastning – totalt antall hendelser per år (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

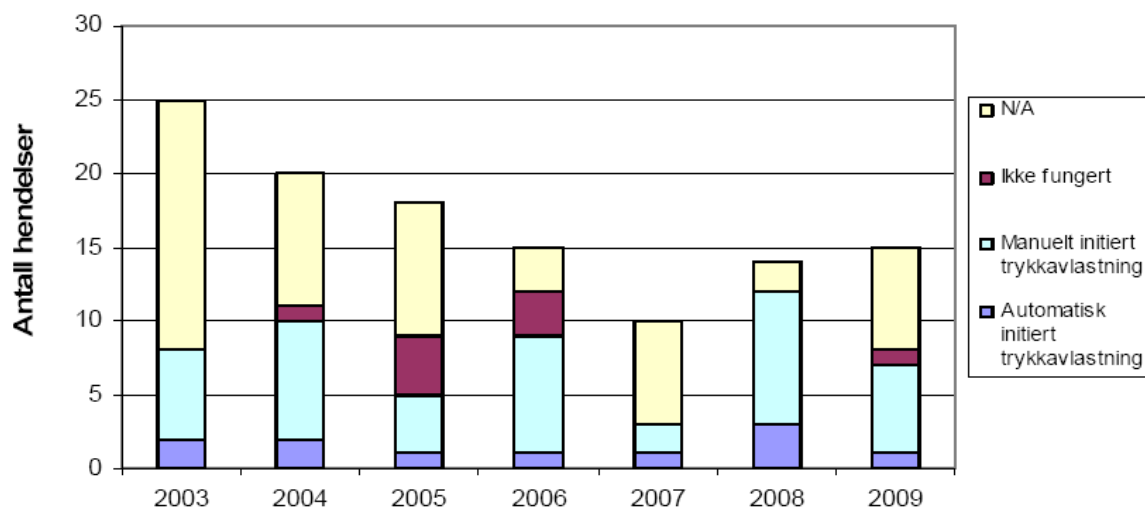
Figur 39 presenterer årlig antall hendelser hvor barrieren manuelt initiert trykkavlastning har fungert, ikke fungert eller hvor data ikke er tilgjengelig (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Det er registrert ti hendelser (ni gasslekkasjer og en oljelekkasje) hvor denne barrieren har sviktet, mens det er 48 hendelser hvor det ikke er data tilstrekkelig til å si noe om denne barrieren. Dette skyldes i noen grad at noen av hendelsene har ført til automatisk initiert trykkavlastning, og at det dermed ikke har vært rapportert inn noe angående manuelt initiert trykkavlastning.



Figur 39 Manuelt initiert trykkavlastning – totalt antall hendelser per år (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 40 viser totalt antall manuelt og automatisk initierte trykkavlastninger i tillegg til ikke fungert, hvor både den manuelle og automatiske trykkavlastningen har sviktet og N/A, hvor tilstrekkelig informasjonen ikke er tilgjengelig (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figuren viser at det for trykkavlastning har vært tilfeller hvor barrieren ikke har fungert. Det vil si at både den manuelle og automatiske trykkavlastningen har sviktet. Antallet som ikke har fungert i Figur 40 er lavere enn summen av de som ikke har fungert i Figur 38 og Figur 39, noe som indikerer at i en del av tilfellene

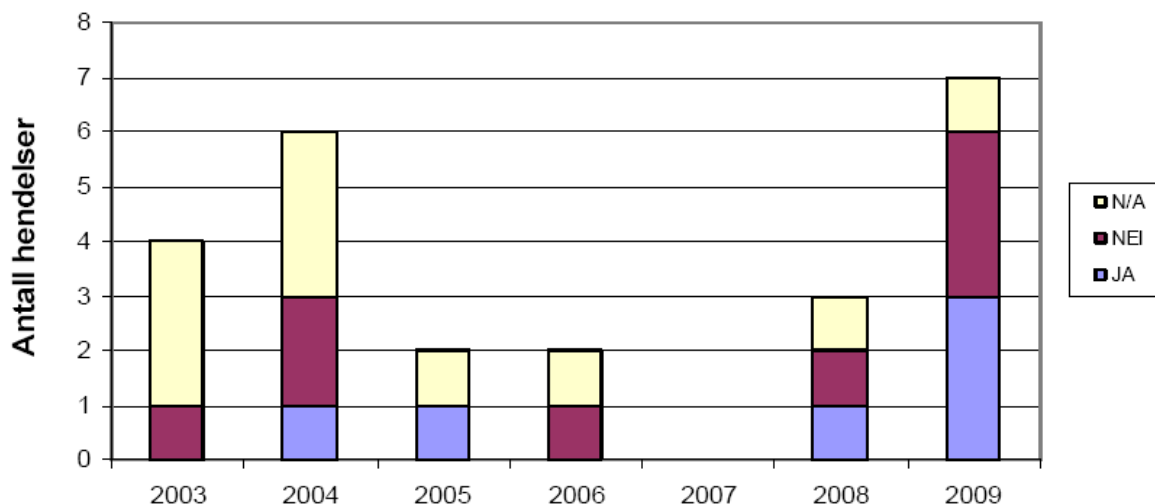
har den manuelle initieringen fungert når den automatiske har sviktet, og omvendt. Generelt er informasjonen om trykkavlastning dårligere enn for nedstengning og deteksjon.



Figur 40 Oppsummering av barrierer for trykkavlastning (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

8.3.1.4 Opsamling

For barrieren oppsamling har det kun blitt sett på oppsamling av akutte utslipp av olje og tofase da det er lite beskrivende informasjon tilgjengelig om hvorvidt utslipp til luft har blitt samlet opp. Figur 41 presenterer resultatene av barrieregjennomgangen for oppsamling (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Totalt 24 akutte utslipp av olje og tofase har inngått i analysen, og resultatene viser at det mangler informasjon vedrørende oppsamling for ti av disse hendelsene. Resultatene viser at for åtte av disse 24 hendelsene har ikke barrieren fungert.



Figur 41 Opsamling - totalt antall hendelser per år for oppsamling av akutte oljeutslipp (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

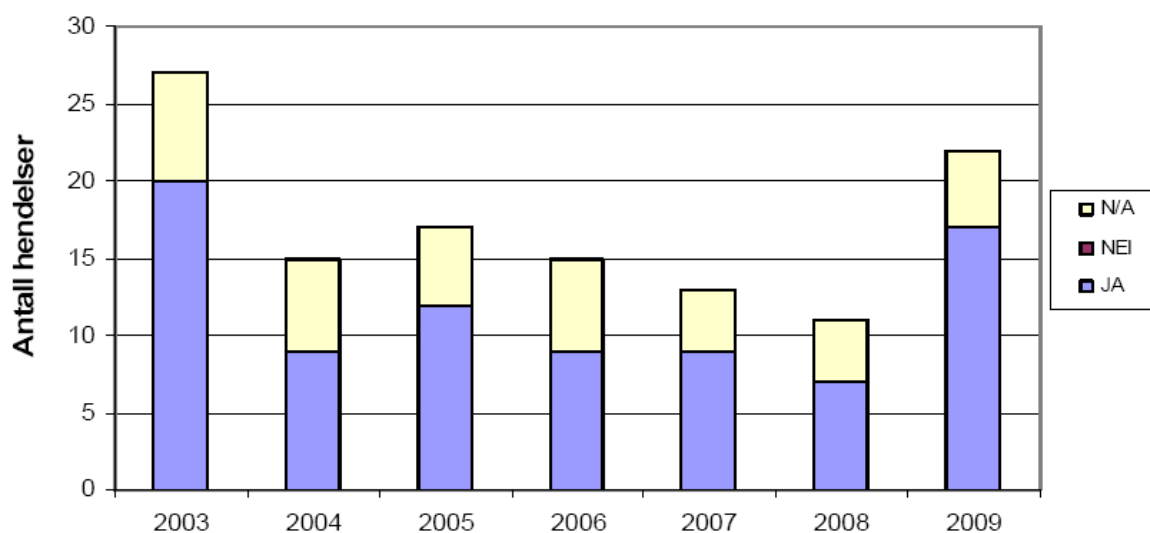
8.3.2 DFU 3 – Brønnhendelser

Dette kapitlet presenterer innrapporterte data for barrierer knyttet til system for brønnkontroll, basert på informasjon fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Følgende barrierer er undersøkt:

- Deteksjon
- Drepeslam
- Stenge inn brønn
- Sirkulere ut formasjonsvæske under trykk
- Trekke borestrengen under trykk
- Lede innstrømningsvæsken bort fra innretningen

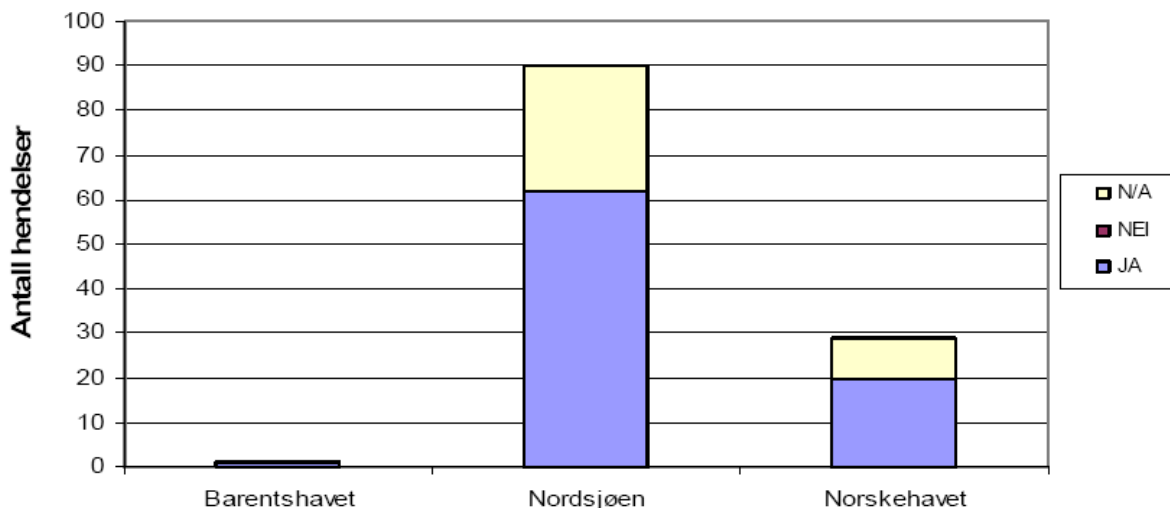
8.3.2.1 Deteksjon

Figur 42 viser antall hendelser hvor barrieren deteksjon har fungert, ikke har fungert, eller hvor data ikke er innrapportert (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Som man kan se av figuren, er det ikke innrapportert noen hendelser hvor deteksjon har sviktet.



Figur 42 Barrieren deteksjon fordelt på rapporteringsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

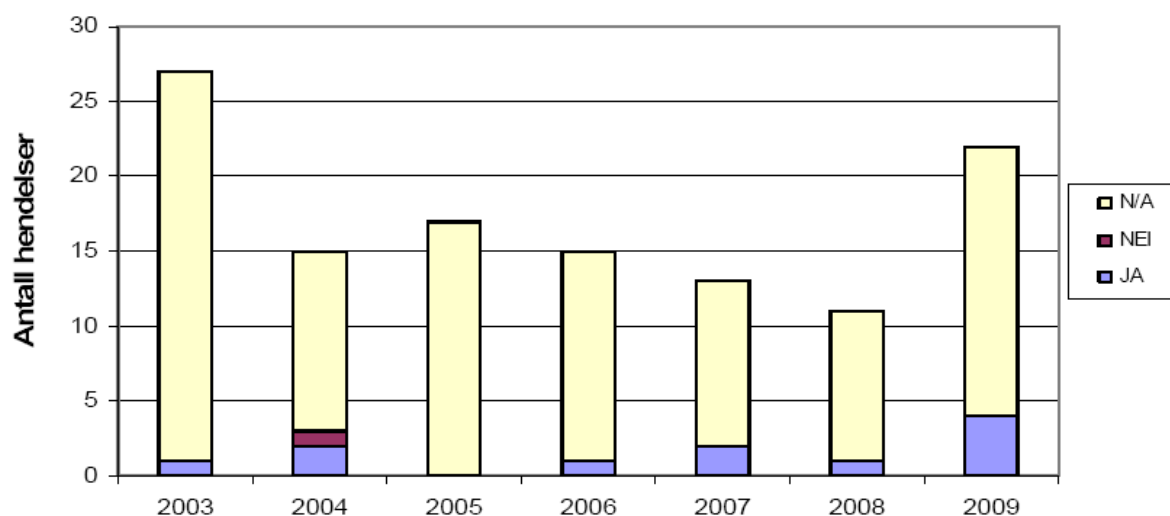
Figur 43 presenterer antall hendelser fordelt på havområde og viser at det er registrert klart flest brønnhendelser i Nordsjøen i perioden 2003-2009 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Andelen hendelser der det ikke er rapportert inn data om barrieren deteksjon er også størst i Nordsjøen i perioden som betraktes.



Figur 43 Barrieren deteksjon fordelt på havområde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

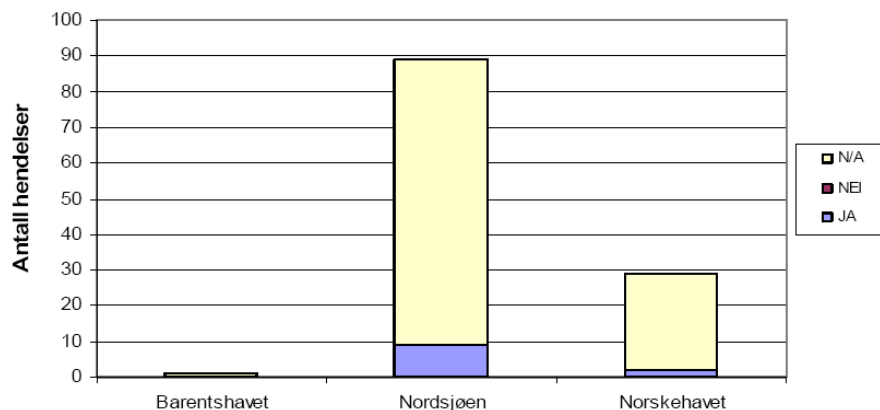
8.3.2.2 Drepeslam

Figur 44 presenterer antall hendelser der det er rapportert inn at barrieren drepeslam har fungert, ikke har fungert, eller hvor det ikke er rapportert noe om denne barrieren (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Av figuren fremgår det at det er svært få hendelser der det har blitt rapportert inn data for denne barrieren, og at dette er typisk for hele perioden 2003-2009. Det er kun i 2004 at det ble rapportert en hendelse hvor drepeslam ikke fungerte tilfredsstillende.



Figur 44 Barrieren drepeslam fordelt på rapporteringsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

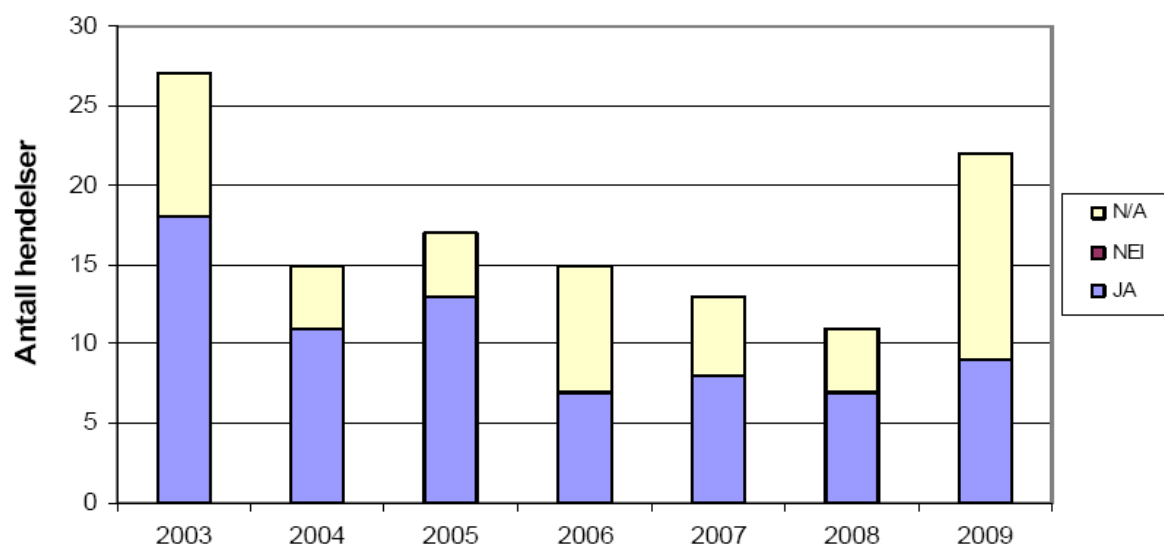
Figur 45 viser at det er rapportert inn data for barrieren drepeslam for flest hendelser i Nordsjøen som følge av at antall brønnkontrollhendelser er høyest i dette området (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Andel hendelser der data ikke er rapportert er imidlertid høyest for Nordsjøen, og det er også i dette havområdet at hendelsen hvor drepeslam ikke fungerte inntraff.



Figur 45 Barrieren drepeslam fordelt på havområde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

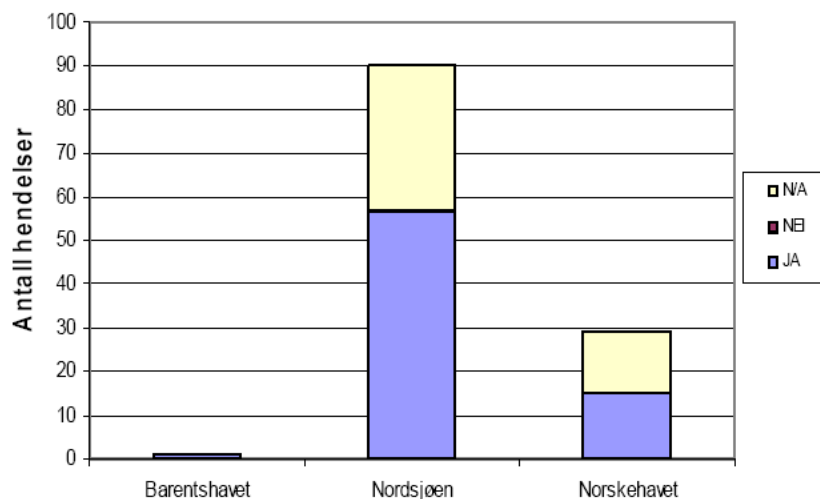
8.3.2.3 Stenge inn brønn

Figur 46 viser at antall hendelser der data for barrieren stenge inn brønn er rapportert har variert i perioden 2003 til 2009 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Det har ikke vært tilfeller der barrieren har sviktet i perioden som betraktes.



Figur 46 Barrieren stenge inn brønn fordelt på rapporteringsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

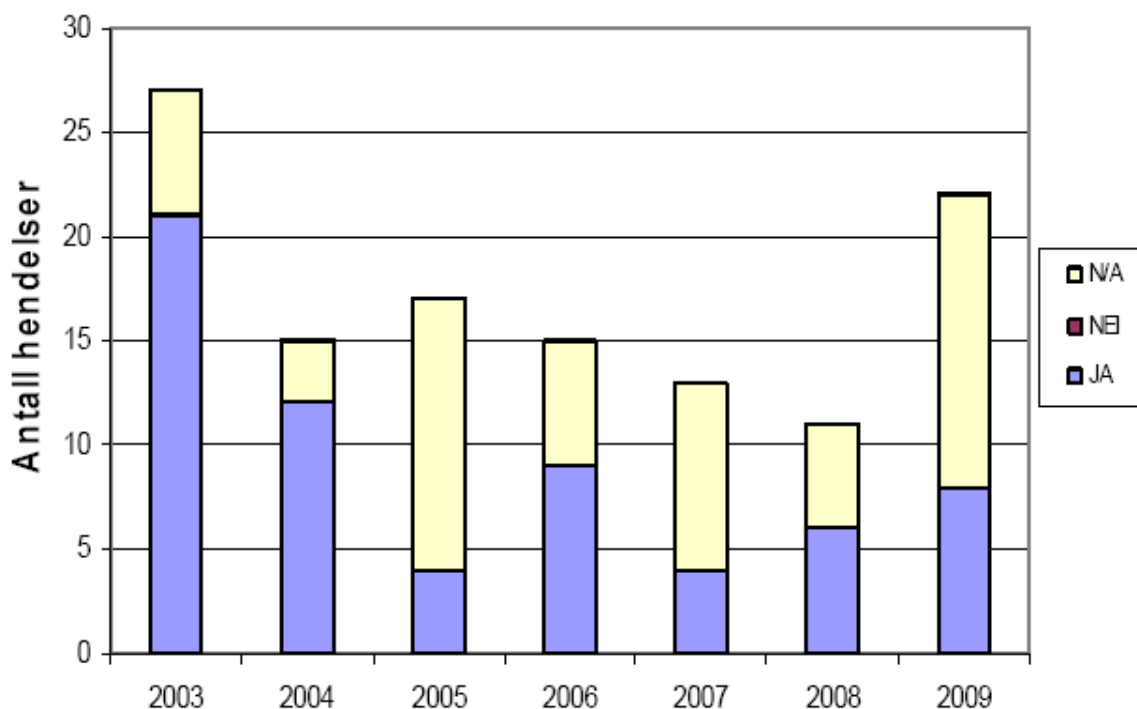
Figur 47 viser antall hendelser hvor barrieren stenge inn brønn har fungert eller hvor data ikke er tilgjengelig, fordelt på havområde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figuren viser at det er større andel hendelser hvor det er informasjon om barrieren i Nordsjøen sammenlignet med Norskehavet.



Figur 47 Barrieren stenge inn brønn fordelt på havområde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

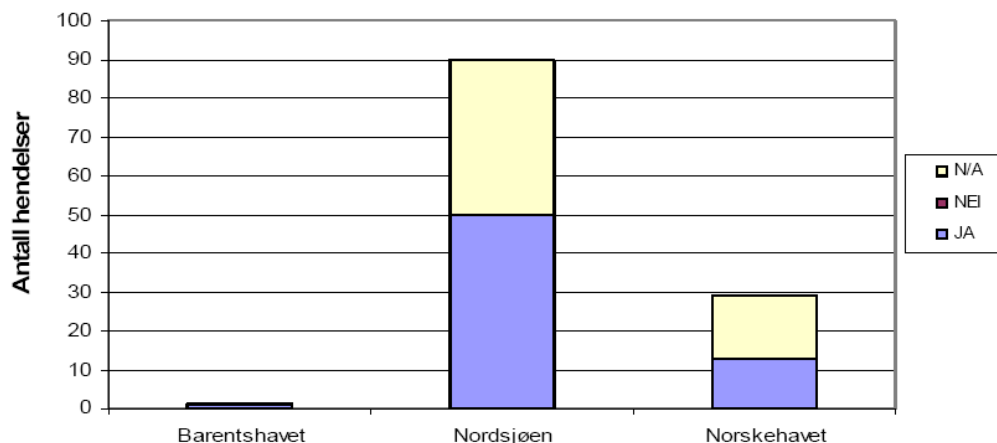
8.3.2.4 Sirkulere ut formasjonsvæske under trykk

Av Figur 48 kommer det frem at antall hendelser hvor det har vært registrert data for barrieren sirkulere ut formasjonsvæske under trykk har variert gjennom perioden 2003 til 2009 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Det er ikke innrapportert noen tilfeller hvor barrieren har sviktet i perioden som betraktes.



Figur 48 Barrieren sirkulere ut formasjonsvæske under trykk fordelt på rapporteringsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Figur 49 viser antall hendelser hvor barrieren sirkulere ut formasjonsvæske under trykk har fungert eller hvor data ikke er tilgjengelig, fordelt på havområde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).



Figur 49 Barrieren sirkulere ut formasjonsvæske under trykk fordelt på havområde (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

8.3.2.5 Trekke borestrengen under trykk

Ifølge RNNP-AU har det ikke vært tilgjengelig informasjon om barrieren trekke borestrengen under trykk har fungert for noen av de innrapporterte hendelsene.

8.3.2.6 Lede innstrømningsvæske bort fra innretningen

Ifølge RNNP-AU har det ikke vært brønnehendelser i perioden 2003-2009 hvor det har blitt rapportert data om barrieren lede innstrømningsvæske bort fra innretningen.

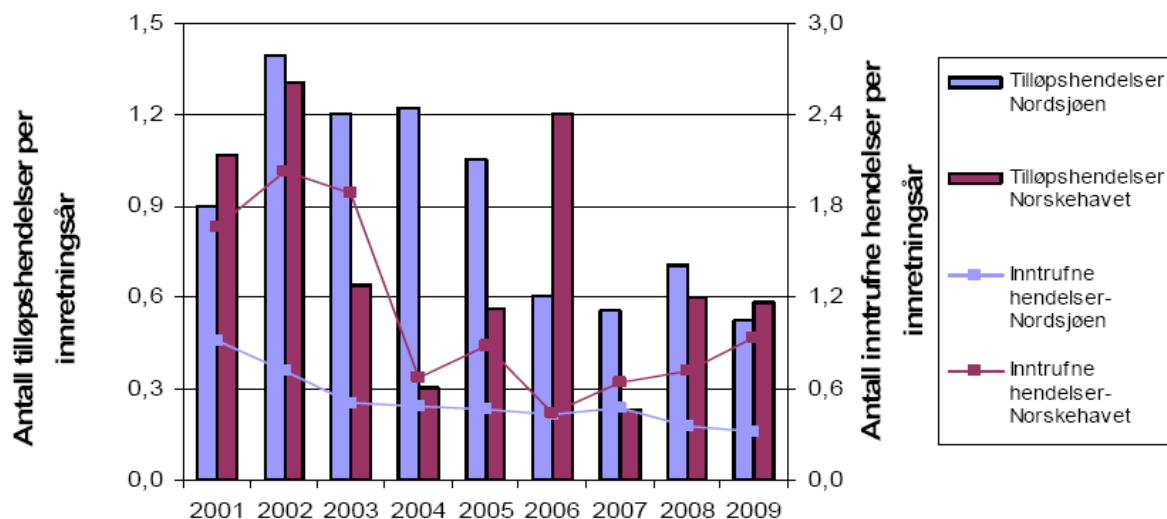
8.4 Sammenheng mellom inntrufne akutte utslipp og indikatorer for akutte utslipp og barrierer

I RNNP-AU er det gjort en vurdering av følgende eventuelle sammenhenger:

- Sammenheng mellom inntrufne akutte utslipp til sjø og hendelsestilløp som kunne føre til akutte utslipp råolje til sjø.
- Sammenheng mellom aktivitetsindikatorer og antall inntrufne akutte utslipp råolje til sjø.
- Sammenheng mellom aktivitetsindikatorer og mengde akutt utslipp.
- Sammenheng mellom barrieredata og informasjon om akutte utslipp til sjø som har inntruffet.
- Sammenheng mellom barrieredata og informasjon om hendelsestilløp som kunne føre til akutte utslipp til sjø.

Sammenheng mellom inntrufne akutte utslipp til sjø og hendelsestilløp som kunne føre til akutte utslipp råolje til sjø

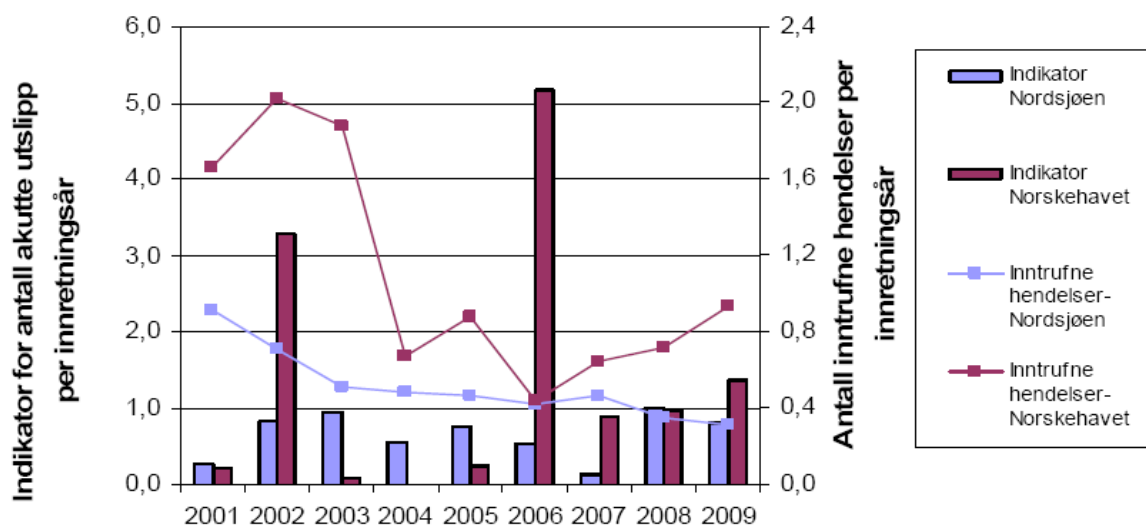
Figur 50 presenterer antall tilløpshendelser per innretningsår og antall inntrufne hendelser per innretningsår i Nordsjøen og Norskehavet (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figuren viser at antall inntrufne hendelser per innretningsår i Nordsjøen har sunket hvert år siden 2001, med unntak av 2007 hvor det var en liten økning. Antall registrerte tilløpshendelser har også vært synkende siden 2004, med unntak i 2008, hvor det var en økning. Verdien i 2009 er den laveste som er registrert både for antall tilløpshendelser per innretningsår og antall inntrufne hendelser per innretningsår, og antallet er generelt lavere i de senere år. Dette kan indikere at det er en sammenheng mellom antall inntrufne lekkasjer per innretningsår og antall tilløpshendelser per innretningsår i Nordsjøen.



Figur 50 Antall tilløpshendelser per innretningsår kontra antall inntrufne hendelser per innretningsår i Nordsjøen og Norskehavet (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Sammenheng mellom inntrufne akutte utslipp og indikatorer for antall akutte utslipp

Figur 51 presenterer indikator for antall akutte utslipp per innretningsår og antall inntrufne lekkasjer per innretningsår i Nordsjøen og Norskehavet (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Figuren viser at antall inntrufne hendelser per innretningsår i Nordsjøen har sunket hvert år siden 2001, med unntak av 2007 hvor det var en liten økning. Verdien i 2009 er den laveste som er registrert i perioden. Indikator for antall akutte utslipp har variert gjennom hele perioden, hvor den laveste verdien er registrert i 2007 og den høyeste verdien er registrert i 2008. Verdien i 2009 er den fjerde høyeste som er registrert i perioden. Det kan ikke ses noen direkte sammenheng mellom antall inntrufne akutte utslipp per innretningsår og indikator for antall akutte utslipp per innretningsår.

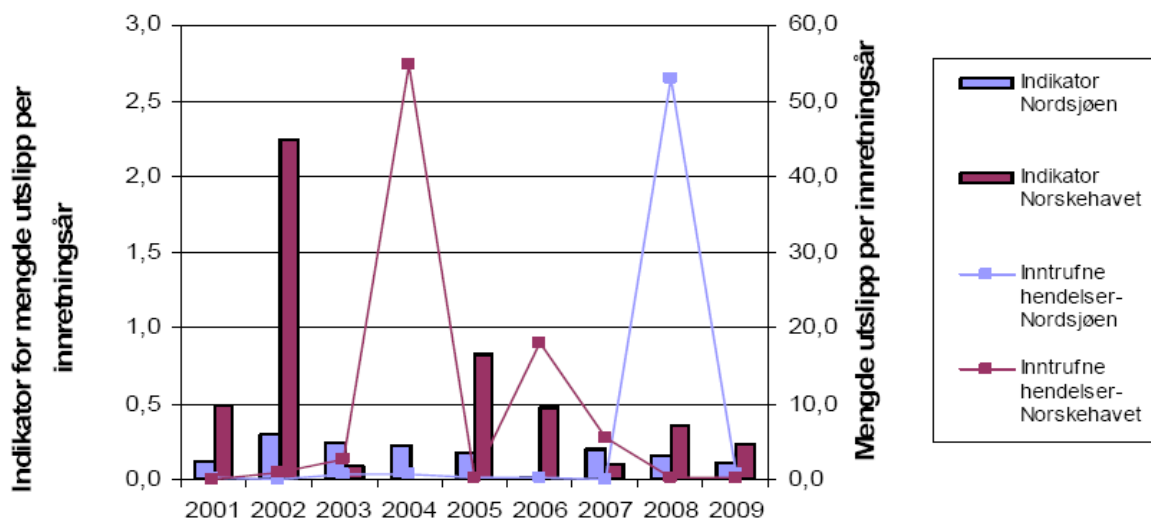


Figur 51 Indikator for antall akutte utslipp per innretningsår kontra antall inntrufne lekkasjer per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Sammenheng mellom inntruffet mengde utslipp og indikator for utslippsmengde

Figur 52 presenterer indikator for potensiell utslippsmengde per innretningsår samt mengde utslipp fra inntrufne lekkasjer per innretningsår i Nordsjøen og Norskehavet (Ptil, Preventor & Safetec,

2010b). I henhold til figuren har indikator for potensiell utslippmengde vært relativt stabil i perioden som betraktes, hvor den laveste verdien er registrert i 2006 og den høyeste verdien er registrert i 2002. Mengde utslippet per innretningsår har også vært relativt stabilt i perioden som betraktes med unntak av for år 2007, hvor verdien er mye høyere enn for resten av årene. Dersom man ser vekk fra de store utlippene i Nordsjøen i 2007 (3.696 tonn) og 2009 (80 tonn), så vil utviklingstrekkene være relativt like for mengde utslippet per innretningsår og indikator for potensiell utslippmengde. Det kan derfor ses en sammenheng mellom mengde utslippet per innretningsår og indikator for potensiell utslippmengde når de to største utlippene holdes utenfor for Nordsjøen.



Figur 52 Indikator for potensiell utslippmengde per innretningsår kontra mengde utslipp fra inntrufne lekkasjer per innretningsår (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).

Sammenheng mellom barrieredata og registrerte hendelser

Kapittel 8.3 presenterer en analyse av registrert barriereytelse ved de inntrufne hendelsene. Analysen viser at barriereelementene i stor grad har fungert, slik at det er et lavt antall registrerte tilfeller der barrierene ikke har fungert. Med et slikt begrenset datamateriale er det vanskelig å identifisere noen trender i barrieredataene. Derimot er det i RNNP registrert ytelsen til barriereelementer ved å teste disse elementene. Her er det dermed et langt større datamateriale tilgjengelig, og disse barrieredataene kan sammenlignes med de registrerte akutte utlippene og tilløpshendelsene.

I perioden 2001-2009 har det for de fleste aspekter vært en reduksjon i antall registrerte akutte utslipp og i indikatorene som er basert på registrerte tilløpshendelser, mens det for enkelte aspekter ikke kan påvises noen signifikant reduksjon. Dette sammenfaller i stor grad med testdataene for barriereelementene, der man har observert en reduksjon i feilandel for brann- og gassdeteksjon, stigerørs-ESDV, BDV, PSV og starttest. For deluge, DHSV, ving- og masterventil har det derimot blitt detektert en signifikant økning de siste årene, mens andel feil for barriereelementet BOP har variert uten en tydelig trend i perioden. En helt entydig sammenheng mellom barrieredata og hendelsesdata kan derfor ikke fastslås.

Status og trend – sammenheng mellom aktivitetsdata og inntrufne akutte utslipp

Antall akutte utslipp og antall innretningsår

I Figur 9 presenteres årlig antall akutte utslipp på norsk sokkel både totalt og normalisert på antall innretningsår for oljeproduiserende og flyttbare innretninger. Figuren viser en generell nedgang i

antall akutte utslipp, der de fire siste årene står for de laveste observerte verdiene. Denne figuren viser også at formen på den unormaliserte og den normaliserte kurven er tilnærmet like. Dette kan forklares ved å se på Figur 5 der antall innretningsår for oljeproduserende og flyttbare innretninger vises. Antall innretningsår har vært relativt stabilt i perioden som betraktes, med en liten økning de siste tre årene. Antallet innretningsår kan dermed ikke forklare nedgangen i antall akutte utslipp i den samme perioden. Basert på dette kan det ikke observeres noen sammenheng mellom antall innretningsår og antall inntrufne akutte utslipp.

Fra Figur 11 kan man se at utslippsmengden varierer mye fra år til år. Det er dermed ingen sammenheng mellom antall innretningsår og utslippsmengde.

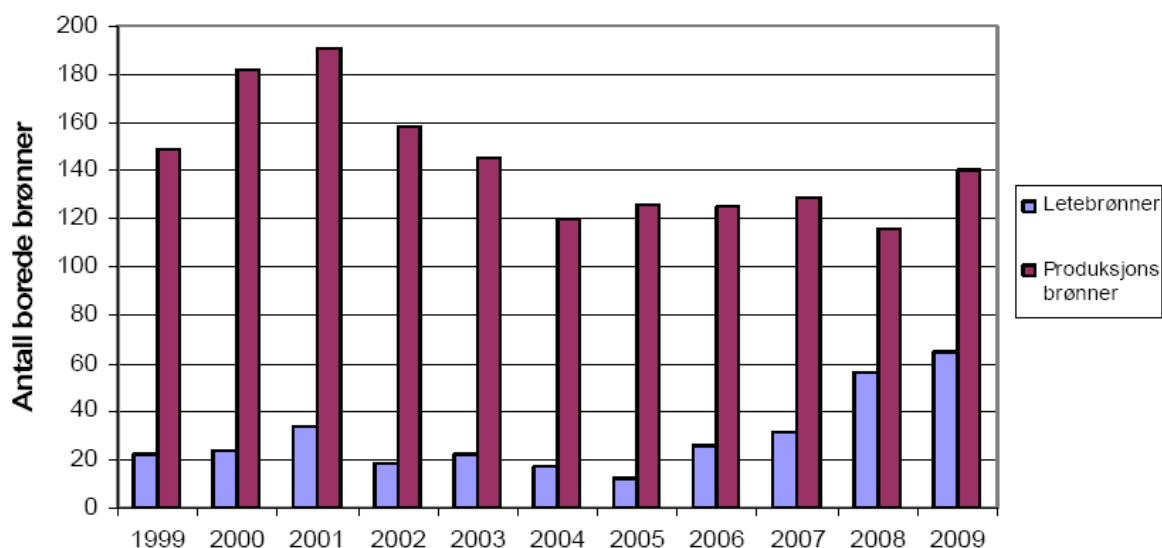
Antall akutte utslipp og produsert mengde

Figur 7 viser produsert mengde olje og kondensat i perioden 1999-2009. Det har vært en nedgang i produsert mengde fra år 2000 slik at det har vært en nedgang i produsert mengde i hele perioden som betraktes (2001-2009). Som nevnt ovenfor så har det også vært en nedgang i antall inntrufne akutte utslipp gjennom hele perioden. Det virker altså som det kan være en sammenheng mellom antall inntrufne akutte utslipp av olje og produsert mengde olje. Jo større produksjon av olje, dess flere akutte utslipp.

Det kan ikke observeres den samme sammenhengen mellom produsert mengde og utslippsmengde. Utslippsmengden har variert mye fra år til år mens den produserte mengden har hatt en nedgang gjennom nesten hele perioden.

Antall akutte utslipp og antall borede brønner

Figur 53 viser antall borede letebrønner og produksjonsbrønner på norsk sokkel i perioden 1999-2009 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Kun perioden 2001-2009 er inkludert i sammenligningen mellom antall borede brønner og antall akutte utslipp. Antall borede produksjonsbrønner har variert gjennom perioden, men ser ut til å ha stabilisert seg noe de siste 6-7 årene. Antall borede letebrønner viser en klar økning de siste 3-4 årene. Antall akutte utslipp har som sagt vært avtagende gjennom hele perioden (2001-2009). Det kan dermed ikke sies å være noen sammenheng mellom antall inntrufne akutte utslipp og antall borede brønner totalt eller av noen type. Utslippsmengden ser heller ikke ut til å ha noen sammenheng med antall borede brønner. Begge varierer fra år til år, men ikke likt.



Figur 53 Antall borede brønner per år på norsk sokkel (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b).