

UTVIKLINGSTREKK 2013 - NORSK SOKKEL

RNNP-AU

RISIKONIVÅ I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET
METODERAPPORT



PETROLEUMSTILSYNET

Risikonivå i petroleumsvirksomheten

Metoderapport - Akutte utslipp

Norsk sokkel

2013

Rev. 1

RAPPORTTITTEL Risikonivå i petroleumsvirksomheten – Metoderapport – Akutte utslipp – Norsk sokkel		GRADERING Offentlig <input checked="" type="checkbox"/> Unntatt off. <input type="checkbox"/> Begrenset <input type="checkbox"/> Fortrolig <input type="checkbox"/> Strengt fortrolig <input type="checkbox"/>
		RAPPORTNUMMER
FORFATTER/SAKSBEHANDLER Petroleumstilsynet: Lin Silje Nilsen, Ingvill Røsland Safetec: Safetec: Aud Børsting, Terje Dammen, Beate R. Wagnild, Martin H. Solheim, Anders Karlsen, Inger K. Halseth, Robert Ekle, Geir Drage Berentsen, Torleif Veen		
ORGANISASJONSENHET P-Risikonivå	GODKJENT AV/DATO Finn Carlsen 1/10 2014	
SAMMENDRAG Metoden som presenteres i denne rapporten er en videreutvikling av RNNP personellrisiko (Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet) ved at risiko for akutte utslipp knyttet til norsk petroleumsvirksomhet inkluderes. Resultater presenteres i egen rapport (Ref. 1).		
NORSKE EMNEORD Risiko, HMS, norsk sokkel		
PROSJEKTNUMMER	ANTALL SIDER 82	OPPLAG
PROSJEKTITTEL Utvikling i risikonivå – norsk petroleumsvirksomhet		

Forord

Utvikling av risikonivået i petroleumsnæringen opptar alle parter som er involvert i næringen, og er i tillegg både av nasjonal og allmenn interesse. Det har derfor vært naturlig og viktig å etablere instrumenter for å måle effekten av det samlede HMS-arbeidet i virksomheten.

Et viktig verktøy i denne sammenhengen er kartleggingsarbeidet innenfor 'Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet' – RNNP, som har pågått siden 2000. Denne kartleggingen har hatt fokus på personellrisiko. I 2009 ble det igangsatt en videreutvikling av RNNP med sikte på også å kunne overvåke utviklingen i risiko for akutte utslipp til sjø på norsk sokkel. Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet – Akutte utslipp (RNNP-AU) ble resultatet.

I RNNP-AU vurderes deler av datamaterialet fra RNNP påny i sammen med data om akutte utslipp innrapportert til miljømyndighetene. Oversikten over risiko for akutte utslipp er et supplement til informasjonen om personellrisiko fra RNNP og bidrar dermed til et mer helhetlig bilde av ulykkesrisiko på norsk sokkel. Ved å undersøke et annet perspektiv forbedres også informasjonsgrunnlaget for å forebygge ulykker og storulykker i petroleumsnæringen. Det gir dermed en mulighet for økt sikkerhet både for personell, ytre miljø og materielle verdier.

RNNP-AU er i tillegg et element i grunnlaget for å vurdere miljørisiko og samfunnsrisiko forbundet med petroleumsvirksomhet og bidrar dermed til arbeidet med en helhetlig, økosystembasert forvaltning av de norske havområdene.

Overvåking av risikoutvikling er et viktig virkemiddel i trepartssamarbeidet og partenes eierskap til prosessen og resultatene er derfor essensielt.

Stavanger, 01.10. 2014

Finn Carlsen
Fagdirektør, Ptil

RISIKONIVÅ I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET

METODERAPPORT – AKUTTE UTSLIPP
PETROLEUMSTILSYNET

Oversikt over kapitler

0. Sammendrag.....	1
1. Bakgrunn og formål.....	7
2. Overordnet metodebeskrivelse	10
3. Detaljer om metoden.....	26
4. Resultatpresentasjon	74
5. Referanser	79

RISIKONIVÅ I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET
METODERAPPORT – AKUTTE UTSLIPP
PETROLEUMSTILSYNET

Innhold

0. Sammendrag	1
0.1 Bakgrunn og formål	1
0.2 Avgrensninger, metode og datagrunnlag.....	1
0.2.1 Avgrensninger	1
0.2.2 Overordnet beskrivelse av metode	1
0.2.3 Datagrunnlag og metode for risikoindikator for inntrufne akutte utslipp	2
0.2.4 Datagrunnlag og metode for risikoindikator for tilløp til akutte utslipp	2
0.3 Mulige utvidelser av prosjektet	5
1. Bakgrunn og formål	7
1.1 Bakgrunn.....	7
1.2 Formål	8
1.3 Utarbeidelse av rapport	8
1.4 Terminologi.....	9
1.4.1 Avklaring av begreper	9
1.4.2 Forkortelser	9
2. Overordnet metodebeskrivelse	10
2.1 Erfaringsdata for akutte utslipp	10
2.1.1 Inntrufne akutte utslipp på norsk sokkel.....	10
2.1.2 Inntrufne akutte utslipp på verdensbasis	10
2.2 Hovedprinsipper for angivelse av risikonivå i RNNP	11
2.3 Valg av metode	12
2.4 Avgrensninger.....	13
2.5 Aspekter som inngår i risikobetraktningen i rapporten	14
2.5.1 Data om inntrufne akutte utslipp	14
2.5.2 Data om tilløpshendelser	16
2.6 Klassifisering av akutte utslipp	17
2.6.1 Klassifisering av akutte utslipp basert på volum kontra masse.....	17
2.6.2 Om oljemengde som parameter for å angi risiko for akutte utslipp til sjø	18
2.6.3 Kategorier av utslippsmengde	18
2.7 Vektete risikoindikatorer	20
2.8 Normaliserings- og aktivitetsdata.....	20
2.9 Metode for analyse av trender	21
2.9.1 Eksempel.....	21
2.9.2 Matematisk formulering, antall hendelser.....	22
2.9.3 Matematisk formulering, løpende gjennomsnitt av antall hendelser siste 3 år	23
2.9.4 Matematisk formulering, antall hendelser per innretningsår.....	24
2.9.5 Matematisk formulering, utslippsmengde per innretningsår og utslippsmengde totalt	24
2.9.6 Matematisk formulering, risikoindikator per innretningsår og risikoindikator totalt.....	25
2.10 Metode for analyse av sammenhenger.....	25
3. Detaljer om metoden	26
3.1 Uttrykk.....	26
3.2 Normaliseringsdata og mengdedata	30
3.2.1 Antall innretningsår.....	30
3.2.2 Antall borede brønner.....	31
3.2.3 Lagringsmengder	31
3.2.4 Mengde knyttet til stigerør og rørledninger.....	31
3.3 Metode for inntrufne akutte utslipp	33
3.3.1 Akutte utslipp til sjø: Råolje	33
3.3.2 Akutte utslipp til sjø: Andre typer oljer og kjemikalier	34
3.3.3 Akutte utslipp til sjø fra kaksinjeksjonsbrønner	34
3.4 Metode for risikoindikatorer for akutte utslipp - Hydrokarbonlekkasjer.....	34
3.4.1 DFU1 - Prosesslekkasjer	35
3.4.2 DFU9 - Lekkasje og skader på undervanns produksjonsanlegg/ rørledninger/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøyer/lasteslanger	41

RISIKONIVÅ I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET

METODERAPPORT – AKUTTE UTSLIPP PETROLEUMSTILSYNET

3.5	Metode for risikoindikator for akutte utslipp – Brønnhendelser (DFU3).....	49
3.5.1	Beregning av vektorer.....	50
3.5.2	Sannsynlighet for utblåsning, gitt brønnhendelse.....	51
3.5.3	Sannsynlighetsfordeling for utslippsmengde, gitt en utblåsning.....	52
3.5.4	Vurdering av brønnhendelser ved brann og eskalering.....	57
3.6	Metode for risikoindikator for akutte utslipp – Konstruksjonsskader (DFU5-8).....	62
3.6.1	DFU5 - Passerende skip på kollisjonskurs.....	62
3.6.2	DFU6 - Drivende gjenstand/fartøy på kollisjonskurs.....	64
3.6.3	DFU7- Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker.....	65
3.6.4	DFU8 - Skade på bærende konstruksjon.....	66
3.7	Tanktransport med skytteltankere.....	66
3.8	Registrering av ytelsen til barriere-elementer.....	67
3.8.2	Barrierer for brønnhendelser (DFU3).....	69
3.8.3	Barrierer ved konstruksjonsskader (DFU5-8).....	71
3.8.4	Barrierer ved lekkasjer og skader fra undervanns produksjonsanlegg, stigerør, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, lastebøyer og lasteslanger (DFU9).....	71
3.9	Registrering av årsaken til tilløpshendelsen.....	71
3.9.1	Inntrufne akutte utslipp.....	71
3.9.2	Prosesslekkasjer (DFU1).....	71
3.9.3	Brønnhendelser (DFU3).....	73
3.9.4	Konstruksjonsskader (DFU5-8) samt lekkasjer og skader på undervanns produksjonsanlegg/stigerør/rørledning/brønnstrømsrørledning/lastebøye/ lasteslange (DFU9).....	73
4.	Resultatpresentasjon.....	74
4.1	Inntrufne akutte utslipp.....	74
4.1.1	Inntrufne akutte råoljeutslipp.....	74
4.1.2	Inntrufne akutte utslipp av kjemikalier og andre oljer.....	75
4.2	Risikoindikator for antall akutte utslipp og potensiell utslippsmengde basert på tilløpshendelser.....	75
4.3	Barrierer.....	77
5.	Referanser.....	79

Oversikt over tabeller

Tabell 1	De største akutte oljeutslipp på norsk sokkel i perioden 1977-2013	10
Tabell 2	De største kjente akutte oljeutslipp på verdensbasis i perioden frem til 2013 (Ref. og Ref.) eksklusiv tankskipshavarier	11
Tabell 3	Mengdefordeling feltinterne rør	32
Tabell 4	Mengdefordeling felteksterne rør	33
Tabell 5	Mengdefordeling feltinterne og felteksterne rørledninger	33
Tabell 6	Sannsynlighet for sterk eksplosjon, gitt lekkasje topside	37
Tabell 7	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne ved brann, gitt lekkasje topside	37
Tabell 8	Sannsynlighet for sterk eksplosjon eller tap av hovedbæreevne som medfører eskalering til brønn og økt utslipp, gitt lekkasje topside	39
Tabell 9	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne condeep, gitt lekkasje topside	40
Tabell 10	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt lekkasje topside	41
Tabell 11	Fordeling mellom lekkasjestørrelser - stigerør	42
Tabell 12	Fordeling mellom lekkasjestørrelser - rørledninger	42
Tabell 13	Sannsynlighet for lekkasje, gitt skade - stigerør	43
Tabell 14	Sannsynlighet for lekkasje, gitt skade - rørledninger	43
Tabell 15	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne for innretning med brønnhode topside ved lekkasje fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg, gitt at avstanden til plattformen er mindre enn 500 m	46
Tabell 16	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne som medfører eskalering til brønn og økt utslipp, gitt lekkasje fra stigerør, rørledning, undervanns produksjonsanlegg når avstanden til plattformen er mindre enn 500 m	46
Tabell 17	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne condeep, gitt lekkasje fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg, gitt at avstanden til plattformen er mindre enn 500 m	47
Tabell 18	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt gass i turren	48
Tabell 19	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt lekkasje subsea	49
Tabell 20	Ratekategorier og representative rate for topside- og sjøbunnsutslipp	53
Tabell 21	Felt som inngår i ulike kategorier (Ref. 30)	53
Tabell 22	Mengdefordeling per kategori – topsideutslipp	54
Tabell 23	Mengdefordeling per kategori – sjøbunnsutslipp	55
Tabell 24	Utslippsfordeling – flyter med brønnhode subsea	55
Tabell 25	Utslippsfordeling – fast med brønnhode topside	56
Tabell 26	Utslippsfordeling – TLP	56
Tabell 27	Mengdefordeling per kategori, gitt boring og flyter	57
Tabell 28	Sannsynlighet for antenning, gitt utblåsning topside	58
Tabell 29	Sannsynlighet for at en utblåsning antennes, eskalerer og gir utslipp fra en ekstra brønn som følge av at brønnrørets tåleevne overskrides	60
Tabell 30	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne for innretning med brønnhode topside, gitt utblåsning	60
Tabell 31	Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne condeep, gitt utblåsning	61
Tabell 32	Oversikt over initierende hendelser	72

Oversikt over figurer

Figur 1	Forvaltningsplanområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.....	8
Figur 2	Illustrasjon av observerte verdier for en hendelse og prediksjonsintervall ("int")	22
Figur 4	Definisjon av topside og subsea	26
Figur 5	FPSO	27
Figur 6	Fast innretning med brønnhode plassert topside	27
Figur 7	Condeep	28
Figur 8	Sterk eksplosjon topside, som ødelegger brønnhode	29
Figur 9	Brann på sjø som kan ødelegge brønnrør	29
Figur 10	Sterk eksplosjon topside, som ødelegger stigerørs ESD-ventil.....	30
Figur 11	Brann på sjø som kan ødelegge stigerør.....	30
Figur 12	Skille mellom prosesslekkasjer (DFU1) og hendelser knyttet til undervanns produksjonsanlegg/rørledninger/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøyer/lasteslanger (DFU9)	35
Figur 13	Scenariobeskrivelse prosesslekkasjer.....	35
Figur 14	Scenariobeskrivelse DFU9	42
Figur 15	Scenariobeskrivelse brønnehendelser	50
Figur 16	Varighetsfordeling.....	54
Figur 17	Scenariobeskrivelse konstruksjonsskader	62
Figur 18	Beskrivelse av de ulike barriereelementene i en brønn (Ref. 41).....	69
Figur 19	Barriereskjema vist for en brønn under boring (Ref. 41)	70
Figur 20	Antall akutte utslipp av råolje, per innretningsår og totalt antall, i perioden 2001-2010 - Havområde y	74
Figur 21	Antall akutte utslipp av råolje, normalisert og totalt antall, i perioden 2001-2010 – Havområde y.....	75
Figur 22	Samlet mengde akutt utslipp av råolje på norsk sokkel per innretningsår.....	75
Figur 23	Antall hendelser som inngår i datagrunnlaget for tilløpshendelse x for Norskehavet og Nordsjøen	76
Figur 24	Relativ risikoindikator for potensielt antall akutte utslipp av råolje per innretningsår knyttet til tilløpshendelse x for havområde y	76
Figur 25	Relativ risikoindikator for potensiell utslippsmengde fra akutte utslipp av råolje knyttet til tilløpshendelse x for havområde y	76
Figur 26	Antall registrerte tilløpshendelser og rullerende 3 års gjennomsnittlig antall registrerte tilløpshendelser i RNNP som potensielt kan føre til akutte utslipp av råolje – Havområde y, normalisert over antall innretningsår.....	77
Figur 27	Relativ risikoindikator for potensiell utslippsmengde (per år og 3 års rullerende gjennomsnitt) fra akutte utslipp i Havområde y, normalisert over innretningsår, der indikatorverdien for alle havområder i 2005 er satt lik 1	77
Figur 28	Oppsummering av barrierer for trykkavlastning	78

0. Sammendrag

0.1 Bakgrunn og formål

Prosjektet "utvikling i risikonivå – norsk sokkel" ble igangsatt av Oljedirektoratet i 2000 for å overvåke utviklingen av risikonivå i petroleumsvirksomhet, bidra til en felles oppfatning av denne utviklingen blant partene i næringen, tidlig identifisere negative trender og dermed bedre prioritere ulykkesforebyggende innsats fra myndighetene og aktørene. Siden 2004 er prosjektet videreført av Petroleumstilsynet som hvert år utgir rapporten "RNNP – Risikonivå i Norsk Petroleumsvirksomhet".

Frem til 2009 var fokuset i RNNP på personellrisiko. Som følge av at Petroleumstilsynet stadig har blitt mer involvert i arbeidet med helhetlige forvaltningsplaner av havområdene og annet arbeid for å nå nasjonale miljømål oppstod et behov for å bedre overvåkingen av utvikling av risiko for uønskede hendelser som kan føre til forurensning, heretter kalt risiko for akutte utslipp. Høsten 2009/våren 2010 ble det derfor igangsatt et pilotprosjekt for å vurdere risiko for akutte utslipp i norsk petroleumsvirksomhet, og i 2010 ble det besluttet at RNNP-prosjektet også skal inkludere årlige rapporter om akutte utslipp.

Metoderapporten beskriver metoden som benyttes for å vurdere risiko for akutte utslipp, mens resultatene fra den foreslåtte metoden er dokumentert i Ref. 1.

0.2 Avgrensninger, metode og datagrunnlag

0.2.1 Avgrensninger

Det er foretatt en del avgrensninger i prosjektet. Denne rapporten dokumenterer de metodevalg som er gjort og er en del av et langsiktig prosjekt for å overvåke utvikling av risiko for akutte utslipp, på samme måte som utvikling av personellrisiko overvåkes i dag. Noen avgrensninger er derfor mer midlertidige enn andre.

Prosjektet er avgrenset til å omfatte Petroleumstilsynets ansvarsområde, og dekker kun akutte utslipp. Prosjektet inneholder ingen vurdering av konsekvenser av akutte utslipp på det ytre miljø og omhandler ikke regulære driftsutslipp.

Prosjektet tar utgangspunkt i eksisterende datamateriale i RNNP og innrapporterte akutte utslipp. Prosjektet dekker dermed både faktiske akutte utslipp og tilløpshendelser som kunne ha ført til akutte utslipp dersom flere barrierer hadde sviktet.

Prosjektet omhandler kun risiko forbundet med aktiviteter som genereres av norsk petroleumsvirksomhet. For eksempel er hendelser knyttet til russiske tankere i norsk farvann ekskludert fra analysen. Utskipning av petroleumsprodukter (inkl. råolje) fra Mongstad, Kårstø, Sture og så videre er heller ikke inkludert.

0.2.2 Overordnet beskrivelse av metode

Metodene har i stor grad blitt anvendt som de er etablert i personellrisikodelen av RNNP. Dette har over nærmere ti år vist å være en vellykket fremgangsmåte, og ut fra prosjektet ser det ut som om den samme tilnærmingen kan fungere godt for risiko for akutte utslipp.

I RNNP er det lagt vekt på triangulering, blant annet i den forstand at en benytter både risikoanalytisk og samfunnsvitenskapelig tilnærming. Det har vært intensjonen at samme triangulering skal benyttes også i arbeidet med akutte utslipp, men det har så langt ikke vært fullt ut mulig å gjennomføre dette i prosjektet. Risikoanalytisk tilnærming har dominert prosjektet, men det er fullt mulig å supplere med samfunnsvitenskapelige tilnærminger i en videreutvikling av prosjektet.

0.2.3 Datagrunnlag og metode for risikoindikator for inntrufne akutte utslipp

Hvert år rapporterer operatørselskapene inn detaljerte data om utslippstype og -mengde til Miljødirektoratet i henhold til krav og retningslinjer i Styringsforskriften § 34 c. De innsamlede dataene går gjennom en felles database for Norsk Olje og gass, Miljødirektoratet og Oljedirektoratet. Dette brukes som datakilde for å lage en oversikt over inntrufne akutte utslipp. Det web baserte rapporteringsverktøyet Environmental Web (EW) har blitt brukt til dette formålet siden 2003. Fra og med 2013 ble rapporteringsverktøyet EPIM tatt i bruk. Alle typer akutte utslipp til sjø som inngår i denne rapporteringen er inkludert i datagrunnlaget. Detaljgraden av informasjon i EPIM (tidligere EW) om hver enkelt hendelse er begrenset, noe som reduserer anvendbarheten av disse dataene i prosjektet. Følgende akutte utslipp til sjø inngår i innrapporterte akutte utslipp og i prosjektet:

- Råolje
- Spillolje, diesel, andre oljer og fyringsolje 1-3
- Kjemikalier (kjemikalier, brannfarlige stoffer, etsende stoffer, miljøgiftige stoffer, oljebaserte borevæsker, vannbaserte borevæsker, syntetiske borevæsker, annen borevæske, oljebasert boreslam, andre oljer (kjemikalier) og andre kjemikalier).

På grunn av begrenset informasjon om utslipp til luft i innrapporterte akutte utslipp er det valgt å fokusere på akutte utslipp til sjø. Akutte utslipp til luft inkluderes derfor ikke.

0.2.4 Datagrunnlag og metode for risikoindikator for tilløp til akutte utslipp

I tillegg til rapporterte akutte utslipp er det utarbeidet indikatorer for tilløp til akutte utslipp. Indikatorne for tilløp er basert på tilløpshendelser som har potensial til å gi akutte oljeutslipp. Grunnen til å inkludere indikatorer basert på tilløpshendelser, er at data om relativt hyppig inntrufne akutte utslipp i liten grad kan sies å dekke risiko for akutte utslipp forbundet med mer sjeldne, eskalerende hendelseskjeder. Informasjon om disse eskalerende hendelseskjedene er viktige ettersom utslippsmengde i noen tilfeller kan bli større enn ved "vanlige" utslipp. Dermed vil hele spekteret av mulige ulykker inngå i indikatorene, det vil si både scenarier med relativt store og relativt små akutte utslipp.

Data om relevante tilløpshendelser registreres allerede i forbindelse med Ptils arbeid med norsk petroleumsvirksomhet. Tilløpshendelsene er i RNNP kalt DFU-er (Definerte Fare- og Ulykkessituasjoner). Følgende DFU-er inkluderes i analysen:

- DFU1: Ikke-antent prosesslekkasjer
- DFU3: Brønnhendelser
- DFU5: Passerende skip på kollisjonskurs
- DFU6: Drivende gjenstand/fartøy på kollisjonskurs
- DFU7: Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker
- DFU8: Skade på bærende konstruksjon, inkludert tankeeksplosjon på FPSO
- DFU9 og DFU10 (heretter kalt DFU9): Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg/rørledning/ stigerør/brønnstrøms-rørledninger/lastebøye/lasteslange.

DFU2 (Antente prosesslekkasjer) har ikke inntruffet på norsk sokkel i perioden 1996-2013, slik at det kun er ikke-antente prosesslekkasjer (DFU1) som inkluderes i analysen. Som en forenkling benyttes derfor betegnelsen prosesslekkasjer for DFU1. DFU4 (Andre branner) er vurdert å ha neglisjerbar sannsynlighet for å kunne gi akutte oljeutslipp. DFU2 og DFU4 er derfor ikke inkludert i analysen. Datagrunnlaget i RNNP muliggjør kun å beregne indikator for akutte utslipp av råolje til sjø. Det er derfor ikke utarbeidet indikatorer for akutte utslipp av spillolje, diesel, andre oljer og kjemikalier til sjø samt indikator for akutte utslipp til luft.

For hver av DFU-ene er det beregnet en sannsynlighet for mulig eskalering av tilløpshendelse til hendelse med alvorlige konsekvenser som kan gi akutt oljeutslipp. Eskalerings-sannsynlighetene er basert på fastsatte vektorer for de inntrufne tilløpshendelser, og er beskrevet i detalj i kapittel 2.10. Vektene er fastsatt basert på de konkrete omstendighetene for den aktuelle type hendelse og typen innretning, og uttrykker potensialet de aktuelle hendelsene hadde for å gi akutte utslipp til sjø. Informasjon om historiske ulykker og tilløpshendelser gir ikke tilstrekkelig informasjon om risiko. Behovet for data og metodeutvikling som er nødvendig for å få bedre informasjon om utvikling av risiko for akutte utslipp i petroleumsvirksomheten er nærmere beskrevet i Ref. 1.

Som en konservativ tilnærming er det ikke gjort noen reduksjon av mengde råoljeutslippet til sjø som følge av eventuell antenning av utslippet.

I de følgende delkapitlene er det gitt en kort beskrivelse av hvilke scenarier som er vurdert med hensyn på akutt utslipp for de ulike tilløpshendelsene (DFU-ene).

0.2.4.1 DFU1 – Prosesslekkasjer

Som nevnt ovenfor vil inntrufne akutte utslipp knyttet til prosesslekkasjer inngå i innrapporterte akutte utslipp (EW/EPIM). De registrerte prosesslekkasjene i RNNP vil derfor ikke brukes til å vurdere inntrufne akutte utslipp, men kun til å se på potensialet for at lekkasjen antennes og dermed kan eskalere til stigerør, eskalere til brønnhoder som er plassert på innretningen eller føre til at hovedbæreevnen tapes. Det er vurdert at en sterk eksplosjon på en innretning eller tap av innretningens hovedbæreevne som følge av brann kan føre til at stigerør og/eller brønnhode tapes, og følgelig at man får et akutt utslipp. Dersom det er både brønnhoder og stigerør på en innretning, vurderes kun eskalering til brønnhoder, da utslippspotensial er høyere ved eskalering til brønnhoder enn ved eskalering til stigerør.

Kun innretninger som har lagring vurderes for tap av hovedbæreevne når man ser på potensialet for akutte utslipp. Tap av hovedbæreevne som medfører økt utslipp fra brønn eller stigerør er som nevnt ovenfor inkludert under eskalering til brønn og eskalering til stigerør. I henhold til delkapittel 3.4.1 er det kun tap av hovedbæreevne for produksjonsskip (FPSO) og faste plattformer med betongunderstell (condeep) som anses å ha potensial for signifikante akutte utslipp.

0.2.4.2 DFU3 - Brønnehendelser

Brønnehendelser inkluderer både inntrufne utblåsninger og brønnkontrollhendelser. Utslipp fra inntrufne utblåsninger knyttet til tilløpshendelsen DFU3 vil inngå i innrapporterte akutte utslipp, slik at de registrerte utblåsningene i RNNP benyttes ikke til å se på inntrufne hendelser. For brønnkontrollhendelser vurderes sannsynligheten for at barrierene ikke fungerer, slik at hendelsene fører til en utblåsning og dermed akutt utslipp til sjø. Både de registrerte utblåsningene og brønnkontrollhendelsene som kan føre til utblåsninger vurderes for å se på potensialet for antenning. En antent hendelse kan føre til eskalering til stigerør, eskalering til andre brønner eller tap av hovedbæreevne og dermed økt utslippsmengde. Den potensielle utslippsmengden knyttet til en utblåsning er relativt høy, slik at volumet som slippes ut ved eskalering til et stigerør anses som neglisjerbart når man tar hensyn til at noe av oljen brenner av. Eskalering til en produksjonsbrønn kan derimot medføre et langvarig akutt utslipp fra brønnen dersom sikkerhetsventil i produksjonsrør (DHSV) eller ringrom-sikkerhetsventil (ASV) ikke lukker.

Ved vurdering av potensialet for økt akutt utslipp ved tap av hovedbæreevne, ser man kun på innretninger som har lagring (FPSO og condeep med oljelagring i cellene). Dette tilsvarer metoden som benyttes for DFU1 – Prosesslekkasjer. Tap av hovedbæreevne som medfører økt utslipp fra brønn inkluderes under eskalering til brønn.

0.2.4.3 DFU5-8 - Konstruksjonsskader

For denne kategorien av tilløpshendelser vurderes hvordan kollisjonsscenarioer og skader på bærende konstruksjon kan føre til konstruksjonsskader som ender med akutt utslipp. Scenarioene skade på stigerør/rørledning eller utblåsning som følge av slike konstruksjonshendelser vil ikke være del av DFU9 eller DFU3, men inkluderes derimot i kategorien DFU5-8. Tankeeksplosjoner på FPSO er også inkludert i kategorien konstruksjonsskader.

De samme vurderingene som er gjennomført i RNNP personellrisiko er benyttet så langt som mulig også for akutt utslipp. Vurderingene tar hensyn til forskjellige installasjoners lagermengde og lagertypene i tillegg til scenarioenes sannsynlighet for utslipp. Det vil si at det for eksempel skiller mellom:

- installasjoner som har eller ikke har lager,
- installasjoner som produserer gass/råolje,
- volum på lagertank/lagercelle,
- sannsynlighet for skade, utslipp og eskalering for forskjellige innretninger og scenarioer.

0.2.4.4 DFU9 – lekkasjer og skader på undervannsproduksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøye/lasteslange

Som nevnt ovenfor vil inntrufne akutte utslipp knyttet til tilløpshendelsene inngå i innrapporterte akutte utslipp, slik at de registrerte lekkasjene i RNNP benyttes ikke til å se på inntrufne akutte utslipp. De inntrufne skadene på undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøye/lasteslanger vurderes derimot ved at man ser på sannsynligheten for at disse skadene fører til lekkasjer og dermed akutte utslipp til sjø. Det er kun oljeførende utstyr som inkluderes i vurderingen av skader som kan føre til akutte utslipp.

Både de registrerte lekkasjene og skadene på utstyr som inneholder gass og olje knyttet til DFU9 brukes til å se på potensialet for at lekkasjer antennes, noe som kan føre til eskalering til stigerør, eskalering til brønner eller tap av hovedbæreevne. Antennessannsynlighet ved utslipp fra lastebøyer og lasteslanger anses å være neglisjerbar på grunn av lang avstand til innretningen og at lekkasjen i all hovedsak er stabilisert olje. Varigheten ved utslipp fra produksjonsanlegg, rørledninger og stigerør antas å være relativt kort, slik at sannsynligheten for at en brann eskalerer til brønn anses som neglisjerbar. Eskalering til brønn vil kun inntreffe dersom hovedbæreevnen tapes.

Ved vurdering av potensialet for økt akutt utslipp ved tap av hovedbæreevne, ser man kun på innretninger som har lagring (FPSO og condeep med oljelagring i cellene). Dette tilsvarende metoden som benyttes for de andre tilløpshendelsene. Tap av hovedbæreevne som medfører økt utslipp fra brønn inkluderes under eskalering til brønn.

0.2.4.5 Datagrunnlag og metode for barrieredata knyttet til akutte utslipp fra storulykkeshendelser

Som en utfylling til hendelsesdata har også barrieredata blitt analysert. Barrieredata knyttet til akutte utslipp er relatert til de tilløpshendelser som kan gi utstrømning av hydrokarboner, det vil si hydrokarbonlekkasjer fra prosesssystemer, stigerør, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, undervann produksjonssystem, lastebøyer og lasteslanger.

Angående analyse av påliteligheten til relevante barriererelementer, så eksisterer det store mengder testdata i RNNP-rapportene (Ref. 2). Disse dataene analyseres ikke her, og det henvises til RNNP-rapportene for analyse av slike testdata. Derimot er det for

akutte utslipp blitt registrert barriereytelse i rapporterte tilløpshendelser der data var tilgjengelig.

Det har ikke vært tilstrekkelig detaljert informasjon tilgjengelig om barrierer mot utslipp fra stigerør, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, undervann produksjonssystem, lastebøyer og lasteslanger, slik at disse utgår. CDRS og hendelsesdatabasen ble i rapporten for 2009 data brukt til å vurdere barrierer ved brønnehendelser. Analysen viste at datagrunnlaget er lite og det er derfor besluttet at resultatene for brønnehendelser ikke presenteres i rapportene i etterkant av rapporten for 2009 data. Data fra RNNP har blitt brukt til å vurdere barrierer for prosesslekkasjer. De øvrige tilløpshendelser er hendelser som kan føre til konstruksjonssvikt og som kan gi sekundær utstrømning av hydrokarboner gjennom totaltap av innretning. Når ulykken eventuelt har kommet så langt at konstruksjonssvikt inntreffer, er det få barrierer som er funksjonelle lenger. Barrierer som er aktuelle for å unngå storulykker generelt er inkludert i RNNP, se delkapittel 3.8 for nærmere beskrivelse.

0.3 Mulige utvidelser av prosjektet

En utvidelse av prosjektet ved hjelp av samfunnsvitenskapelige metoder vil kunne frembringe utfyllende informasjon vedrørende utvikling av kvantitative indikatorer for akutte utslipp, for eksempel:

- Underliggende trender med hensyn på årsaksfaktorer
- Vektlegging av hensynet til akutte utslipp på innretningene
- Forbedringsområder

Innenfor Petroleumstilsynets mandat er det gjort en del avgrensninger i prosjektet. Noen av disse avgrensningene er mulige utvidelsesområder i fremtiden:

- Det er ikke hentet inn data fra landanleggene som faller innenfor Petroleumstilsynets mandat. Metoden bør videreutvikles slik at akutte utslipp vurderes for landanlegg også.
- I stedet for å hente inn hendelsesdata eller barrieredata fra tankskiptransport er det hentet inn data som gir oversikt over aktivitetsomfanget. I en videreutvikling av prosjektet er det ønskelig å benytte innsamlede data om antall skipstransporter fra hvert felt i denne indikatoren samt eventuelle tilløpshendelser og/eller barrieredata.
- Det er ikke hentet inn data om barriereytelse for hendelser relatert til konstruksjonsskader samt lekkasjer og skader fra produksjonsinnretninger, stigerør, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, lastebøyer og lasteslanger, og i begrenset grad for brønnehendelser. Det er derfor ikke utført noen analyse av barriereytelsen for disse tilløpshendelsene.
- Det er begrensninger i de tilgjengelige data om utslipp til luft i innrapporterte akutte utslipp (EPIM/EW), noe som medfører at det ikke er mulig å angi eksakt mengde per utslipp. På grunn av disse begrensningene inkluderes ikke inntrufne akutte utslipp til luft i prosjektet.
- For å kunne hindre at akutte utslipp inntreffer i fremtiden, hadde det vært en fordel å kunne se på årsakene til tilløpshendelsene som kunne ført til akutte utslipp og de inntrufne akutte utslippene. På grunn av utilstrekkelig informasjon om tilløpshendelsene er kun årsakene for prosesslekkasjer vurdert. Vurderingen for prosesslekkasjer og en beskrivelse av hva som mangler av informasjon for de andre tilløpshendelsene er presentert i delkapittel 3.9.
- Tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp til luft og tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp av kjemikalier, diesel, andre oljer og spilloljer til sjø er ikke analysert. Grunnen til dette er at de data som har vært registrert i RNNP ikke er fullt

RISIKONIVÅ I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET
METODERAPPORT – AKUTTE UTSLIPP
PETROLEUMSTILSYNET

ut dekkende. En videreutvikling må påregnes dersom utslipp til luft samt utslipp av kjemikalier, diesel, andre oljer og spilloljer skal dekket fullt ut.

Det er gitt en detaljert beskrivelse av videreføring og kunnskapsbehov i rapporten hvor resultatene presenteres (Ref. 1), slik at det henvises til den rapporten for en fullstendig oversikt over fremtidige utvidelser og kunnskapsbehov.

1. Bakgrunn og formål

1.1 Bakgrunn

Prosjektet "Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet – Akutte utslipp" (RNNP-AU) er et verktøy som er utviklet fra prosjektet "utvikling i risikonivå – norsk sokkel" som ble igangsatt av Oljedirektoratet (OD) i 2000 for å overvåke utviklingen av risikonivå i petroleumsvirksomhet. Prosjektet skal også bidra til å skape et mer omforent bilde av denne utviklingen blant partene i næringen, samt tidlig identifisere negative trender og dermed bedre prioritere ulykkesforebyggende innsats fra myndighetene og aktørene. Siden 2004 er prosjektet videreført av Petroleumstilsynet som da ble etablert som egen etat.

Hvert år blir rapporten "RNNP – Risikonivå i Norsk Petroleumsvirksomhet" (Ref. 2), utgitt av Petroleumstilsynet. Siden 2006 har det blitt utgitt separate rapporter for sokkelvirksomhet og for landanlegg. RNNP dekker Petroleumstilsynets myndighetsområde med hensyn på sikkerhet og arbeidsmiljø, og omhandler både storulykker og arbeidsulykker.

Frem til 2009 hadde RNNP fokus på risiko for personell. Etter hvert har det oppstått et behov for bedre overvåkning av utviklingen i risiko forbundet med uønskede hendelser som kan føre til forurensning, heretter kalt risiko for akutte utslipp.

Risiko handler om fremtiden, og dermed om mye mer enn historisk sikkerhetsytelse. En viktig erfaring fra storulykker er at ulykkestrender ikke er tilstrekkelig informasjon for å si noe om risiko for en ulykke. Det har for eksempel inntruffet seks alvorlige akutte utslipp på norsk sokkel i perioden 1977- 2013, se Tabell 1. Alene å betrakte denne listen over seks datapunkter med alvorlige hendelser over tre tiår sier svært lite hva som vil skje i fremtiden. RNNP tar istedenfor utgangspunkt i et omfattende datamateriale om både hendelser, tilløp til hendelser, årsak og barrierer, og en metodikk som bidrar til at disse dataene gir viktig informasjon om risiko i petroleumsvirksomheten.

Høsten 2009 ble det igangsatt et pilotprosjekt for å vurdere risiko for akutte utslipp i norsk petroleumsvirksomhet. Pilotprosjektet ble gjennomført med data fra 2005 til 2008 for å teste ut "modellen" for å identifisere nødvendige tilpasninger og justeringer (Ref. 3). Etersom det kun ble benyttet data fra 2005 til 2008 i pilotprosjektet, var det i flere kategorier et noe begrenset datagrunnlag for å kunne konkludere angående risikonivå og trender. Det ble derfor besluttet å inkludere data for en lengre tidsperiode. Dette tilsvarer utviklingen i RNNP personellrisiko, som har fått utvikle seg over en årrekke, slik at trendene kommer stadig mer tydelig fram. Årets rapport dekker perioden 2001-2013. Inntrufne akutte utslipp presenteres som registrerte antall inntrufne hendelser per år. For tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø presenteres resultatene som 3 års rullerende gjennomsnitt i tillegg til at totalindikatoren presenteres per år. 3 års rullerende gjennomsnitt medfører mindre variasjon i indikatorverdiene enn om man presenterer indikatorverdiene per år og nøytraliserer dermed tilfeldige variasjoner og får fokuset over på overordnet trend.

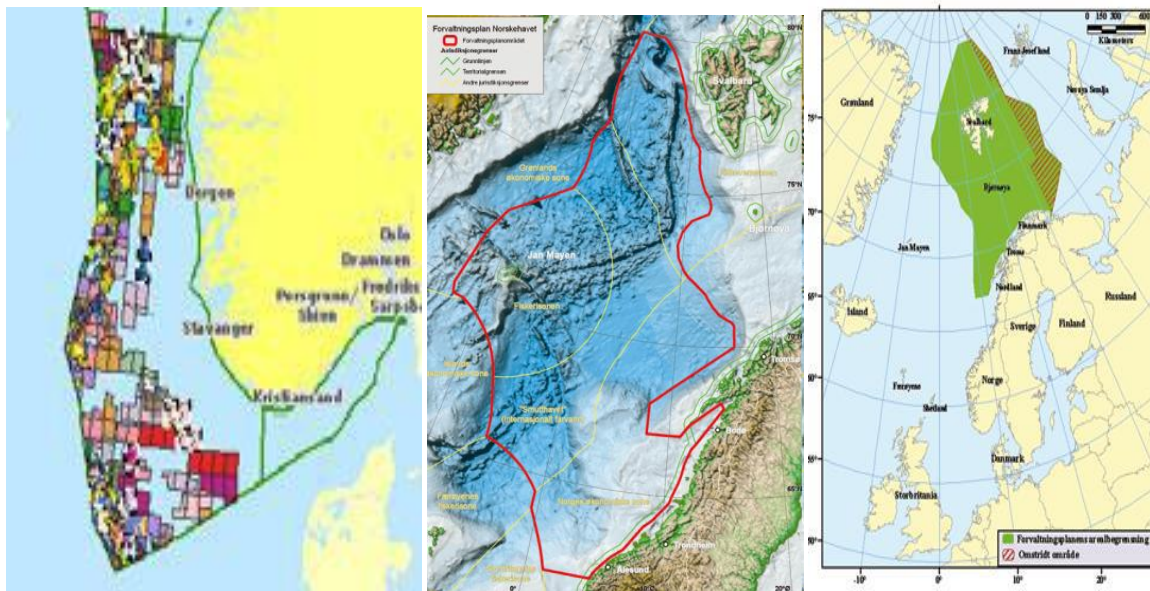
Metoderapporten presenterer metoden som er utviklet, mens resultatene fra prosjektet presenteres i en egen rapport (Ref. 1). Rapportene er en del av arbeidet Petroleumstilsynet utfører innen temaet akutt utslipp, og prosjektet kan således være et bidrag til forvaltningsplaner for havområdene. I 2010 ble det besluttet å supplere Petroleumstilsynets årlige publikasjoner om utvikling av personellrisiko med årlige publikasjoner om utvikling av risiko for akutte utslipp i petroleumsvirksomheten.

1.2 Formål

Formålet med arbeidet er:

- Overvåke utviklingen av hendelser som har ført til, eller som under endrede omstendigheter kunne ha ført til (tilløpshendelser), akutte utslipp til sjø.
- Bidra til å identifisere områder som er kritiske med hensyn på akutte utslipp og hvor innsats for å identifisere årsaker må prioriteres for å forebygge uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp.
- Øke innsikten i mulige årsaker til akutte utslipp og se på hvilke barrierer som kan hindre akutte utslipp til sjø.

I 2010 ble det besluttet at RNNP-AU skulle utgis årlig på lik linje med RNNP personellrisiko. Det er i denne sammenheng ønskelig å kunne overvåke utvikling av akutte utslipp i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel generelt, og i forhold til forvaltningsplanområdene: Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Utstrekningen av forvaltningsområdene presenteres i Figur 1.



Figur 1 Forvaltningsplanområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet

1.3 Utarbeidelse av rapport

Rapporten er utarbeidet og oppdatert av Petroleumstilsynet med innleide konsulenter. Følgende personer har vært involvert i utarbeidelsen av rapporten:

- Terje Dammen, Safetec
- Beate R. Wagnild, Safetec
- Aud Børsting, Safetec
- Martin H. Solheim, Safetec
- Anders Karlsen, Safetec
- Inger K. Halseth, Safetec
- Robert Ekle, Safetec
- Geir Drage Berentsen, Safetec.
- Ingvill Røslund, Petroleumstilsynet
- Lin Silje Nilsen, Petroleumstilsynet
- Nina Simone Kierulff, Petroleumstilsynet
- Ingrid Årstad, Petroleumstilsynet
- Bjørnar Heide, Petroleumstilsynet

1.4 Terminologi

1.4.1 Avklaring av begreper

Tilløpshendelser:

Tilløpshendelser er hendelser som har potensial til å gi akutte utslipp. De hendelsestypene som inkluderes som tilløpshendelser i denne analysen er presentert i seksjon 2.5.2.

Akutte utslipp fra potensielle storulykker:

Denne utslippstypen kommer fra de definerte tilløpshendelsene som har potensial til å gi akutte oljeutslipp.

Inntrufne akutte utslipp:

Relevante akutte utslipp som er registrert i Environment Web.

Storulykke:

En hendelse som f.eks. et større utslipp, en brann eller eksplosjon som får en ukontrollert utvikling som umiddelbart eller senere medfører alvorlig fare for mennesker, miljø eller materielle verdier innenfor eller utenfor virksomheten, og der det inngår farlige kjemikalier.

Risikoindikator:

En målbar eller observerbar størrelse som vurderes å kunne si noe om risikoutviklingen. For å få et mest mulig helhetlig bilde, må vanligvis mange risikoindikatorer ses i sammenheng. Et eksempel på en risikoindikator er antall tilløpshendelser.

Relativ risikoindikator

En målbar eller observerbar størrelse som er uttrykt i forhold til andre målbare størrelser. Et eksempel på en relativ risikoindikator er antall tilløpshendelser per innretningsår.

1.4.2 Forkortelser

Følgende forkortelser brukes i denne rapporten:

ASV	Annular Safety Valve
BOP	Blowout Preventor (Utblåsningssikring)
BORA	Barrier and Operational Risk Analysis
CDRS	Common Drilling Reporting System
DDRS	Daily Drilling Reporting System (Daglig borerapportering)
DFU	Definert Fare- og Ulykkeshendelse
DHSV	Down Hole Safety Valve
ESD	Emergency ShutDown (Nødavstegning)
ESP	Electrical Submersible Pump
EW	Environment Web
FoU	Forskning og Utvikling
FPSO	Floating Production Storage Offloading
FPU	Floating Production Unit (Flytende produksjonsinnretning)
HC	HydroCarbon
HTHT	Høy Trykk, Høy Temperatur
NOROG	Norsk Olje og Gass
NORSOK	Norsk Sokkels Konkurranseseposisjon
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
NUI	Normalt Ubemannede Innretninger
OD	OljeDirektoratet
OLF	Oljeindustriens LandsForening (nå Norsk Olje og Gass)
Ptil	Petroleumstilsynet
RNNP	Risikonivå i Norsk Petroleumsvirksomhet
SKR	Sentralt kontrollrom
TLP	Tension Leg Platform (Strekstagplattform)

2. Overordnet metodebeskrivelse

I dette kapitlet gis en overordnet beskrivelse av og begrunnelse for metoden som har blitt benyttet for å overvåke risiko for akutt utslipp i norsk petroleumsvirksomhet. For en detaljert metodebeskrivelse og diskusjon, se kapittel 2.10.

2.1 Erfaringsdata for akutte utslipp

2.1.1 Inntrufne akutte utslipp på norsk sokkel

Tabellen nedenfor viser de største akutte utslippene av hydrokarboner på norsk sokkel i perioden 1977 til 2013.

Tabell 1 De største akutte oljeutslipp på norsk sokkel i perioden 1977-2013¹

År	Mengde [m ³]	Innretning	Beskrivelse
1977	12.700	Ekofisk Bravo	Det største utslippet på norsk sokkel. Dette skjedde i forbindelse med en ukeslang utblåsning
1989	1.400	Statfjord C	Oljelekkasje på grunn av sprekk i lagringscelle
1992	900	Statfjordfeltet	Oljeutslipp som følge av at en ventil på slange til lastebøye ble forlatt i åpen stilling
2003	750	Draugenfeltet	Utslipp av råolje fra et brudd på sammenkoblingen til en undervannsinnetning
2005	340	Nornefeltet	Oljeutslipp da en manuell ventil i systemet for produsert vann stod i feil posisjon
2007	4.400	Statfjord A	Oljeutslipp fra en undersjøisk ledning røk tvers av i forbindelse med oljelasting fra Statfjord A til et lasteskip

Det har vært flere hendelser med lekkasjer fra kaksinjeksjonsbrønner. Blant annet ble det oppdaget en lekkasje på Veslefrikk feltet i november 2009 og det er da sannsynlig at lekkasjen har pågått siden 1997. I 2010 ble det innrapportert en lekkasje på Oseberg C som har pågått i 2008 og 2009, mens det i 2013 ble innrapportert en lekkasje på Statfjord B som hadde pågått i ca tre måneder. Akutte utslipp fra kaksinjeksjonsbrønner er ikke inkludert i tabellen ovenfor.

2.1.2 Inntrufne akutte utslipp på verdensbasis

Tabell 2 viser en oversikt over de største kjente utslippene av hydrokarboner på verdensbasis i perioden 1967-2013, ekskludert norsk sokkel som presenteres i Tabell 1. På tilsvarende måte som i Tabell 1 er tankskipshavarier utelatt i Tabell 2.

¹ Utslipp fra tankere inkluderes ikke i tabellen.

Tabell 2 De største kjente akutte oljeutslipp på verdensbasis i perioden frem til 2013 (Ref. 4 og Ref. 5)² eksklusiv tankskipshavarier

År	Mengde [tonn/fat/m ³]	Innretning	Beskrivelse
1979	350-450.000 tonn	Ixtoc Uno	Oljeutslipp som følge av undervannsutblåsning fra Ixtoc Uno-plattformen i Mexicogulfen.
1991	1.770.000 tonn	Kuwait	Råolje sluppet ut i den Arabiske Gulf som en del av krigføringen mot Kuwait.
1994	280.000 tonn	Komi, Russland	Utslipp fra en oljerørledning.
2010	670.000 tonn	Deepwater Horizon	Eksplisjonen førte til at 11 personer omkom og at oljeriggen sank. Ulykken skjedde under avslutning av en boreoperasjon og stenging av en brønn på Macondo-feltet i Mexicogulfen.

Opprinnelig var også sekundær utblåsning etter Piper Alpha ulykken inkludert, men er blitt fjernet fra tabellen etter innsamling av relevante data (Ref. 6). Brann og eksplosjon på Piper Alpha medførte 168 omkomne og totaltap av innretning. Som sekundær effekt oppstod utblåsning fra ringrommet (annulus) i 7 brønner. Brønndreper Red Adair's gruppe fra Houston ble tilkalt for å drepe brønnene, og boring av avlastningsbrønn ble forberedt. Man lyktes imidlertid med å drepe alle brønnene fra de begrensede restene (brønnmodul) av innretningen. Utblåsningen varte i 22 døgn, men ingen vesentlig forurensing av marint miljø ble registrert da all oljen brant opp.

2.2 Hovedprinsipper for angivelse av risikonivå i RNNP

Arbeidet som utføres hvert år for å analysere personellens risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP personellrisiko) er basert på en rekke hovedprinsipper, som også anses som hensiktsmessige ved analyse av risiko for akutte utslipp.

Angivelse av status og trend for risiko bygger på såkalt triangulering, der ulike perspektiver kombineres, for samlet sett å gi en mest mulig nyansert presentasjon av risiko:

- Hver enkelt risikoindikator forsøkes også framstilt på flere måter, for eksempel kan en risikoindikator fremstilles som *antall* hendelser, som *alvorlighetsgrad* av hendelser, eller normalisert i forhold til flere relevante parametere
- Både risikoanalytiske og samfunnsvitenskapelige betraktninger benyttes
- Både kvalitativ og kvantitativ informasjon benyttes
- Parter som har kunnskap om situasjonen gir sine innspill og synspunkter på risikonivå og trender
- Basert på ovennevnte informasjonsgrunnlag foreslår arbeidsgruppen konklusjoner om risikonivå og trender. Disse framlegges Sikkerhetsforum, som er partssammensatt.

Videre har følgende prinsipper blitt fulgt for å framstille et mest mulig helhetlig bilde i RNNP:

- Hele spekteret av mulige ulykker inngår, det vil si scenarioer med store ulykker og scenarioer med mindre skader
- Både inntrufne ulykker, tilløpshendelser og barrieredata registreres
- I noen tilfeller benyttes aktivitetsindikatorer for å illustrere utviklingen i risikoeksponering, som en indirekte måte å angi risiko på.

² Det har vært en rekke store utslipp tankere som for eksempel Amoco Cádiz i 1978 (230.000 tonn), Aegerian Sea i 1992 (70.000 tonn) og Sea Empress i 1996 (147.000 tonn). Utslipp fra tankere inkluderes imidlertid ikke i tabellen.

I metoden som er utviklet for akutte utslipp legger en opp til å videreføre de samme prinsipper så langt det lar seg gjøre:

- Resultatene som utarbeides baseres på observasjoner som er registrert i RNNP og i innrapporterte akutte utslipp (EPIM/EW).
- Indikatorene framstilles på flere måter, basert både på antall utslipp og utslippsmengde. Flere typer normalisering er også utført.
- På sikt er det en målsetning at både risikoanalytiske og samfunnsvitenskapelige betraktninger skal benyttes. I denne analysen er kun data som allerede samles inn benyttet. Det er foreløpig ikke lagt vekt på samfunnsvitenskapelige data og analyse.
- Hele spekteret av mulige ulykker inngår, det vil si både scenarier med relativt store og relativt små akutte utslipp.
- Både inntrufne akutte utslipp og tilløpshendelser registreres.
- Både ledende (proaktive) indikatorer i form av barriereindikatorer og hendelsesbaserte indikatorer benyttes i parallell.
- Det er også aktuelt å benytte indikatorer over aktivitetsnivå der barriereindikatorer eller hendelsesbaserte indikatorer ikke er tilgjengelig.

2.3 Valg av metode

I dette delkapitlet gis en begrunnelse for at grunnprinsippene i metoden som benyttes i RNNP, som beskrevet i delkapittel 2.2, også kan være en egnet metode for å overvåke risiko for akutte utslipp i norsk petroleumsvirksomhet.

Utfordringene ved å overvåke risiko for akutte utslipp er i stor grad tilsvarende som utfordringene var med å overvåke risiko for personell da RNNP ble startet opp.

Tabell 1 viser de største oljeutslippene på norsk sokkel i perioden 1977 til 2013 og Tabell 2 viser en oversikt over de største oljeutslippene på verdensbasis i perioden 1967-2013, ekskludert norsk sokkel. Tankskipshavarier er ikke inkludert i tabellene.

Ved å bruke historiske utslippstall får man en viss ide om hva man kan forvente seg av framtidige utslipp. Allikevel er ikke en slik oversikt alene tilstrekkelig for å få en oversikt til å ta beslutninger om forvaltning av norsk sokkel. Årsaken til dette kommer godt fram i Baker-rapporten (Ref. 7), som ble utgitt etter raffineriulykken i Texas City i 2005. Rapporten er en internasjonalt anerkjent granskningsrapport som også diskuterer måling av risikonivå. Rapporten viste med all tydelighet at det ofte er en manglende sammenheng mellom sikkerhetsytelsen til et anlegg og data som samles inn for dette anlegget. En av grunnene er at alvorlige sikkerhetshendelser er så sjeldne at de i seg selv ikke gir god nok informasjon om risikonivået. Men alvorligheten av hendelsene gjør at det allikevel er viktig å ha god kunnskap om dette.

Dette problemet har man også opplevd i norsk petroleumsvirksomhet. Baker-rapporten anbefaler at det utvikles risikoindikatorer blant annet basert på måling av antall tilløpshendelser ettersom måling av antall ulykker gir begrenset informasjon om risikonivået.

Baker-rapportens anbefalinger sammenfaller altså med metoden som har blitt benyttet i RNNP siden 1999/2000, og som nå utvides til også å behandle risiko for akutte utslipp. I tillegg til Baker-rapportens anbefaling om måling av tilløpshendelser i stedet for slutthendelser av den typen som presenteres i Tabell 1 og Tabell 2, benyttes det i RNNP som nevnt i delkapittel 2.2 en såkalt triangulering av:

- Risikoanalytiske og samfunnsvitenskapelige betraktninger
- Individuelle indikatorer
- Partenes synspunkter.

Denne prosessen er valgt på grunnlag av at isolert sett har hver enkelt metode og indikator både styrker og svakheter. Det vil ikke være mulig å anskaffe all nødvendig informasjon ved hjelp av én indikator. Hvis man derimot lar flere metoder komplettere

hverandre i en strukturert prosess, kan et mer nyansert bilde presenteres. På den måten trekker man fram viktig informasjon som ikke kommer fram ved bruk av kun en metode.

Ved valg av indikatorer og kvalitetssikring av disse, vektlegges det at de skal generere gode og robuste resultater. For eksempel anses de valgte indikatorkategoriene som alvorlige hendelser, og det er derfor vanskelig for de rapporteringspliktige å underrapportere data.

2.4 Avgrensninger

I forbindelse med arbeidet som presenteres i denne rapporten har det blitt gjort en del avgrensninger.

For det første ser rapporten kun på risiko for *akutte* utslipp. Regulære driftsutslipp er dermed ikke inkludert i datamaterialet. Videre ses det kun på risiko forbundet med aktivitet som genereres av norsk petroleumsvirksomhet. Med denne avgrensningen vil for eksempel hendelser knyttet til russiske tankere i norsk farvann ekskluderes fra analysen. Det presiseres også at det ikke settes fokus på miljøkonsekvenser ved de akutte utslippene, ettersom dette ikke faller inn under Petroleumstilsynets myndighet. I denne sammenhengen vil konsekvensene av en hendelse som kan medføre akutt utslipp, være selve utslippet. Et utslipp med store konsekvenser vil dermed være et utslipp med store volumer.

Denne rapporten er foreløpig avgrenset til akutte utslipp til sjø, og dekker ikke akutte utslipp til luft eller potensielle akutte utslipp til luft som følge av eskalering av tilløpshendelser.

RNNP omfatter fra og med 2006 både petroleumsinnretninger på norsk sokkel og de landanlegg innenfor petroleumsvirksomheten som inngår i Petroleumstilsynets ansvarsområde. På sikt skal videreutvikling av metoden for akutte utslipp ha samme omfang, men i inneværende metoderapport (Ref. 1) er data fra landanlegg ikke inkludert.

Erfaringsdataene som benyttes i denne metoderapporten er hentet fra to kilder: Databasen EPIM (tidligere EW) og erfaringsdata fra RNNP. EPIM brukes til å analysere inntrufne akutte utslipp, mens erfaringsdata fra RNNP brukes til å vurdere tilløpshendelser som kan gi akutte utslipp. Data er samlet inn for perioden 1999-2013 med unntak av barrieredata hvor kun data i perioden 2003-2013 inkluderes på grunn av lite datagrunnlag før 2003. Resultatene for tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp presenteres som tre års rullerende gjennomsnitt for 2001-2013, hvor verdien i 2001 er gjennomsnittet av 1999, 2000 og 2001, verdien i 2002 er gjennomsnittet av 2000, 2001 og 2002 også videre. Totalindikatoren for tilløpshendelser presenteres både per år og som 3 års rullerende gjennomsnitt. Resultatene for inntrufne akutte utslipp presenteres per år for perioden 2001-2013.

Når det gjelder vurderingene av risiko for akutte utslipp av kjemikalier til sjø, så benyttes kun hendelsesdata fra innrapporterte akutte utslipp. Vurderinger av potensielle akutte utslipp av kjemikalier som følge av eskalering av tilløpshendelser inkluderes altså ikke i prosjektet.

Angående analyse av påliteligheten til relevante barriereelementer, så eksisterer det store mengder testdata i RNNP personellrisiko (Ref. 8). Disse presenteres ikke her, og det henvises til RNNP-rapportene for en presentasjon av slike testdata. Derimot er det i herværende rapport om akutte utslipp blitt registrert barriereytelse i *rapporterte tilløpshendelser* der data var tilgjengelig. Analysen i denne rapporten må i stor grad kun ses på som et tillegg til eksisterende data. På grunn av det store omfanget av barrieretestdata i RNNP anses denne datatypen som i seg selv mer velegnet for å få en fullstendig oversikt over ytelse av påliteligheten til barrierer enn analysen av registrert barriereytelse. Det bemerkes imidlertid at denne rapporten behandler en del barrieredata som ikke er inkludert i RNNP. Disse barrieredataene er beskrevet i delkapittel 3.8.

En annen avgrensning for barrierer er at datagrunnlaget for hendelseskategoriene "Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsledninger/lastebøye/lasteslange" er relativt lite i RNNP. Derfor har det ikke vært hensiktsmessig å gjennomføre en barriereanalyse for denne typen ulykkeshendelser. Datagrunnlaget for barrierer relatert til registrerte DFU3 tilløpshendelser (brønnkontrollhendelser) er også relativt begrenset, slik at en analyse av dette heller ikke har blitt inkludert i rapporten for 2013-data. Konstruksjonssvikt vil gi sekundær utstrømning gjennom totaltap av innretningen, slik at det er få barrierer som fortsatt er funksjonelle når ulykkeskjeden eventuelt har kommet så langt. Barrierer knyttet til konstruksjonssvikt vurderes derfor ikke.

Det at rapporten kun baseres på allerede eksisterende data er også en begrensning. RNNP personellrisiko og innrapporterte akutte utslipp (EPIM/EW) inkluderer kun forhold på og ved innretningene og ved persontransport til og fra land. Data om inntrufne utslipp og tilløpshendelser med skytteltankere eksisterte dermed ikke fra før. En forenklet metode har derfor blitt benyttet for akutte utslipp i forbindelse med skytteltankere, basert på data om antall skipstransporter for hvert felt.

Til slutt nevnes det at det ikke har blitt utført en analyse av potensialet for akutte utslipp knyttet til utilsiktede hendelser på fartøy. Som for eksempel feiloperering av ventiler eller motorstans/havari som kan føre til at last pumpes over bord slik at man får et utslipp til sjø. Samfunnsvitenskapelige data knyttet til akutte utslipp har ikke vært tilgjengelig, og har derfor heller ikke blitt benyttet.

2.5 Aspekter som inngår i risikobetraktningen i rapporten

Hovedfokus i prosjektet har vært akutte utslipp av råolje til sjø ettersom datagrunnlaget er størst for dette aspektet. Som nevnt i delkapittel 2.4 inkluderes også akutte utslipp av andre hydrokarboner samt kjemikalier til sjø i vurderingen av inntrufne akutte utslipp, men ikke i vurderingen av tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp. Inntrufne akutte utslipp til luft og tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp til luft inkluderes ikke.

Når det gjelder risiko for akutte utslipp på sokkelen er alle data der en har mulighet til å identifisere aktuell innretning eller felt, blitt sortert i de tre forvaltningsplanområdene:

- Nordsjøen
- Norskehavet
- Barentshavet

Forvaltningsområdene presenteres i Figur 1 i delkapittel 1.2.

2.5.1 Data om inntrufne akutte utslipp

2.5.1.1 Beskrivelse av database for inntrufne akutte utslipp

Environment Web (EW) er et rapporteringssystem for utslipp som benyttes i dette prosjektet til å framskaffe data om olje- og kjemikalieutslipp til sjø. Siden 1997 har alle operatører på norsk sokkel rapportert om utslippshendelser til Miljødirektoratet og NOROG, og siden 2003 har utslippsdataene også blitt rapportert inn i EW (Ref. 9). Fra og med 2013 ble rapporteringsverktøyet EPIM tatt i bruk. Alle typer akutte utslipp til sjø som inngår i denne rapporteringen er inkludert i datagrunnlaget.

I henhold til Petroleumslovens definisjon av petroleumsvirksomhet blir data for følgende innretninger/systemer rapportert til EPIM og EW (Ref. 9):

- Permanent plasserte innretninger. Gjelder også for installasjonsfasen
- Flyttbare innretninger når de er på lokasjon, det vil si boreinnretninger, brønnintervensjonsinnretninger (subsea) med mer
- Kombinasjonsfartøy flotell/kran dersom hovedfunksjonen er flotell

- Brønnstimulerings-/prosesseringsinnretninger koblet opp mot brønn
- Transportsystemer
- Landterminaler definert som del av petroleumsvirksomheten i petroleumsloven. Her inngår delprosessering, kompresjon av gass for videre transport og lasting av råolje/kondensat og nafta.

Skille mellom petroleumsvirksomhet og videreforedling/raffinering skal følge grenselinjene gitt av petroleumsskatteloven, (Ref. 10):

“Denne lov gjelder skattlegging av undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske petroleumforekomster og dertil knyttet virksomhet og arbeid, herunder rørledningstransport av utvunnet petroleum, i indre norsk farvann, på norsk sjøterritorium og på kontinentalsokkelen, i tilstøtende havområder for så vidt angår petroleumforekomster som strekker seg utover midtlinjen i forhold til annen stat, i den utstrekning utvinningen er forbeholdt Norge etter avtale med vedkommende annen stat, utenfor riket eller havområder, for så vidt angår ilandføring av petroleum og virksomhet eller arbeid i tilknytning til dette, i den utstrekning Norges rett til å skattlegge virksomhet og arbeid som nevnt følger av alminnelig folkerett eller av særskilt avtale med fremmed stat, i riket for så vidt angår transport av petroleum ved rørledning fra områder samt annen virksomhet ved mottaks- og utskipningsanlegg som ledd i utvinning og rørledningstransport av slik petroleum. Loven gjelder også behandling av petroleum ved innretninger benyttet til utvinning eller rørledningstransport i område som nevnt i første ledd, uten hensyn til om petroleum er utvunnet i slikt område. Med petroleumforekomst forstås i denne lov en ansamling av petroleum i en geologisk enhet, avgrenset av bergarttyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser, kontaktflate mellom petroleum og vann i formasjonen, eller en kombinasjon av disse, slik at den petroleum som omfattes overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass.”

Operatøren er ansvarlig for kvalitetssikring av data i utslippsrapporten. En detaljert beskrivelse av hvilke retningslinjer som gjelder for rapportering til EPIM/EW finnes i (Ref. 9).

2.5.1.2 Data fra Environment Web og EPIM

Som nevnt ovenfor benyttes databasen EPIM og tidligere Environment Web som datakilder under innhenting av hendelsesdata for inntrufne akutte utslipp til sjø. Følgende typer akutte utslipp til sjø inngår i EPIM/EW og i dette prosjektet:

- Råolje
- Spillolje, diesel, andre oljer og fyringsolje 1-3
- Kjemikalier (kjemikalier, brannfarlige stoffer, etsende stoffer, miljøgiftige stoffer, oljebaserte borevæsker, vannbaserte borevæsker, syntetiske borevæsker, annen borevæske, oljebasert boreslam, andre oljer (kjemikalier) og andre kjemikalier).

Lekkasjer fra kaksinjeksjonsbrønner er inkludert i EPIM/EW-data. Disse lekkasjene regnes som akutte utslipp, ettersom de er ulovlige. Mekanismene som gir disse lekkasjene er imidlertid spesielle, og tidsaspektet er ofte vesentlig lenger enn i de mer plutselige og kortvarige hendelsene. Lekkasjer knyttet til kaksinjeksjon behandles derfor ikke på samme måte som andre akutte utslipp til sjø som er registret i EPIM/EW. Det presiseres at det samlede utslippsbilde for akutte utslipp til sjø framkommer ved at en ser utslippene fra EPIM/EW og kaks- og produsert vann-utslippene under ett.

Følgende akutte utslipp til luft inkluderes i EPIM/EW:

- HC-gasser (inkludert såkalt naturgass)
- CO₂
- Brenngass
- Andre gasser.

Det er begrensninger i de tilgjengelige data i EPIM/EW om utslipp til luft, noe som medfører at det ikke er mulig å angi eksakt mengde per utslipp. Akutte utslipp til luft er foreløpig ikke inkludert. De registrerte hendelsene i Environment Web vil blant annet dekke:

- Akutte utslipp til sjø fra prosesslekkasjer
- Akutte utslipp til sjø fra undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøye/lasteslange
- Akutte utslipp til sjø i forbindelse med lete- og boreoperasjoner
- Akutte utslipp i forbindelse med subsea lagertanker
- Akutte utslipp som oppstår i forbindelse med lasting av kjemikalier, diesel etc.

2.5.2 Data om tilløpshendelser

Det er utarbeidet egne indikatorer for tilløpshendelser som har potensial til å gi akutte utslipp dersom barrierer feiler. Indikatorene er basert på tilløpshendelser som har vært registrert i forbindelse med RNNP. Slike tilløpshendelser kalles DFU-er (Definerte Fare- og Ulykkeshendelser).

Følgende DFU-er definert:

- DFU1: Ikke-antent prosesslekkasjer
- DFU2: Antent prosesslekkasje
- DFU3: Brønnehendelser
- DFU4: Andre branner
- DFU5: Passerende skip på kollisjonskurs
- DFU6: Drivende gjenstand/fartøy på kollisjonskurs
- DFU7: Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker
- DFU8: Skade på bærende konstruksjon, inkludert tankeeksplosjon på FPSO
- DFU9 og DFU10 (Heretter kalt DFU 9): Lekkasje og skader på undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøye/lasteslange
- DFU11: Evakuering (føre var/nød)
- DFU12: Helikopterstyrt/nødlanding på/ved innretning/felt
- DFU13: Mann over bord
- DFU14: Alvorlig personskade
- DFU15: Alvorlig sykdom/epidemi
- DFU16: Full strømsvikt
- DFU17: Kontrollrom ute av drift
- DFU18: Dykkerulykke
- DFU19: H₂S-utslipp
- DFU20: Mistet kontroll med radioaktiv kilde
- DFU21: Fallende gjenstand

Følgende DFUer (Definerte Fare- og Ulykkeshendelser) kan medføre akutte utslipp av råolje til sjø og er inkludert i analysene i RNNP Akutte utslipp: DFU1, DFU3, DFU5, DFU6, DFU7, DFU8 og DFU9

Det er viktig å presisere at når en omtaler dette som storulykker, er det med HMS-begrepet som referanse. Slike storulykker kan gi omfattende personskader, og kan også gi akutte oljeutslipp, hvorav de fleste vil være begrensede utslipp. I ekstreme tilfeller kan det bli meget store og/eller langvarige utslipp med en høy oljemengde. Det er ingen automatisk sammenheng i at potensielle storulykker gir store utslipp og de fleste potensielle storulykker vil gi begrensede utslipp.

Som nevnt i delkapittel 2.4 er utslipp fra skytteltankere analysert med en forenklet metode basert på data om antall skipstransporter for hvert felt.

DFU2 (Antente prosesslekkasjer) har ikke inntruffet på norsk sokkel i perioden som betraktes. DFU19 (H₂S utslipp) er akutt utslipp i seg selv og sannsynligheten for at en hendelse fører til ytterligere utslipp er ansett som neglisjerbar. DFU4 (Andre branner)

samt DFU11-DFU21 er vurdert å ha neglisjerbar sannsynlighet for å kunne gi akutte utslipp av vesentlig omfang. Siden det ikke har inntruffet antente prosesslekkasjer i perioden som betraktes benyttes kun betegnelsen prosesslekkasjer for DFU1 (ikke-antente prosesslekkasjer) i denne rapporten.

I tillegg brukes registrerte data i RNNP til å se på barrierebrudd knyttet til hydrokarbonlekkasjer. I RNNP-akutte utslipp 2009 ble CDRS samt Petroleumstilsynets hendelsesdatabase brukt til å se på barrierebrudd knyttet til brønnehendelser. Analysen er imidlertid ikke videreført i 2010 eller i 2011 da datagrunnlaget anses å være for lite til at analysen gir informasjon om status på system for brønnkontroll.

For hver av DFU-ene er det beregnet en sannsynlighet for mulig eskalering av tilløpshendelse til hendelse med alvorlige konsekvenser som kan gi akutt utslipp.

Når en skal tolke resultatene knyttet til tilløpshendelser med potensial for å gi akutte 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 type hendelse og typen innretning, og uttrykker potensialet de aktuelle hendelsene hadde for å gi akutte utslipp til sjø. Historisk sikkerhetsytelse gir ikke tilstrekkelig informasjon om risiko for akutte utslipp fremover i tid.

Registrering av utslipp av kondensat har blitt behandlet på samme måte som registrerte utslipp av råolje. Dette er noe konservativt ettersom miljørisikoanalyser, se for eksempel (Ref. 11), gjerne oppgir at størsteparten av kondensatet vil fordampe etter noen dager på overflaten. I denne rapporten er det imidlertid ikke gjort noen vurderinger av konsekvenser forbundet med akutte utslipp. Som en helhetsvurdering blir kondensatutslipp lagt i samme kategori som utslipp av råolje på grunn av at det er en lett oljetype, og i metodebeskrivelser for miljørettet risikoanalyse (Ref. 12) behandles kondensat og råolje likt.

Environment Web inkluderer alle akutte utslipp som har funnet sted. Dette medfører at de registrerte lekkasjene i RNNP som har ført til utslipp til sjø vil være inkludert i dataene i Environment Web. Registrerte lekkasjer i RNNP brukes derfor ikke til å vurdere inntrufne akutte utslipp til sjø. Registrerte tilløpshendelser i RNNP brukes derimot i beregningen av potensialet for utslipp av råolje til sjø. Som tidligere nevnt inkluderes prosesslekkasjer, brønnehendelser, konstruksjonshendelser samt skader og lekkasjer fra undervanns produksjonsanlegg, rørledninger, stigerør, brønnstrømsrørledninger, lastebøyer og lasteslanger når man ser på potensialet for storutslipp. Det er altså utarbeidet en metodikk for å se på potensialet for utslipp av råolje for disse hendelseskategoriene. Denne metodikken er nærmere beskrevet i kapittel 2.10.

2.6 Klassifisering av akutte utslipp

2.6.1 Klassifisering av akutte utslipp basert på volum kontra masse

Det er valgt å benytte utsluppet masse til klassifisering av akutte utslipp, da det er et ønske om å harmonisere indikatorene med andre pågående prosjekter (Ref. 13). For kategoriene andre oljer, kjemikalier, spillolje og diesel benyttes imidlertid utsluppet volum i klassifiseringen. Hovedårsaken til dette er at den kjemiske sammensetningen ikke er oppgitt og at noen av registreringene i innrapporterte akutte utslipp inneholder informasjon om flere lekkasjer, slik at den enkelte lekkasjens størrelse ikke er kjent. Det er derfor ikke mulig å foreta en omregning fra m^3 til tonn, og fordele hendelsene mellom massekategoriene. Det er ikke registrert noen utslipp av kjemikalier, andre oljer, spillolje eller diesel som vil havne i kategorien >1.000 tonn i innrapporterte akutte utslipp når man ser vekk fra de hendelsene som er knyttet til kaksutslipp. Dette indikerer at utslippene relatert til disse kategoriene er relativt små. Det er derfor besluttet at en inndeling i m^3 kan benyttes i prosjektet. I delkapittel 2.6.2 diskuteres utfordringer forbundet med å bruke masse/volum som risikoindikator.

2.6.2 Om oljemengde som parameter for å angi risiko for akutte utslipp til sjø

I denne rapporten gjøres det ingen vurderinger av de miljømessige konsekvensene av akutte utslipp. Dersom noen ønsker å bruke denne rapporten som et grunnlag for å gjøre videre vurderinger av miljørisiko forbundet med petroleumsaktiviteten, så gis det her ingen definitiv oppskrift på hvordan dette skal gjøres. Følgende begrensninger ved å bruke mengde som indikator for miljørisiko påpekes:

- I rapporten er det kun fokus på mengde olje (tonn) som parameter for risikonivå, i tråd med Ptils ansvarsområde. Erfaring fra faktiske hendelser med oljeutslipp fra skip eller olje- og gassindustri, samt forskning og utredninger, peker på at mengde olje som parameter ikke er tilstrekkelig for å uttrykke risiko. Andre parametre som geografisk lokasjon for utslipp, tidspunkt på året for utslipp, vær og strømforhold og fordeling av biologiske ressurser og sårbare naturområder er forhold som også må betraktes dersom en skal kunne si noe eksakt om miljørisiko.
- Burger (1993) viste i en analyse av 45 oljeutslipp verden rundt, at det ikke er noen signifikant korrelasjon verken mellom volum olje som ble sluppet ut og antall døde fugl rapportert eller mellom volum olje og totalt estimert dødelighet på sjøfugl (Ref. 14). Andre faktorer som i studiet viste seg å ha større betydning for dødelighet var tettheten av sjøfugl, type sjøfugl, nærhet til sjøfuglkolonier, vind og strømforhold, temperatur og oljens beskaffenhet. Analysen viste også at 6 utslipp med lite volum forårsaket et stort antall døde sjøfugl (5.000-50.000). Konklusjonen på studiet var at et lite utslipp av olje (noen få tonn) kan forårsake tusenvis av døde sjøfugl.
- Utslippenes rate og varighet er ofte nyttige for å beskrive risiko, da et akutt utslipp med en liten rate og lang varighet kan ha ulik konsekvens enn et akutt utslipp med større rate og kortere varighet til tross for at utslippet mengde er lik. Det er foreløpig ikke informasjon om rate og varighet i Environment Web, noe som medfører at en inndeling etter rate og varighet ikke er mulig for inntrufne akutte utslipp i prosjektet. For enkelte av tilløpshendelsene har man informasjon om varighet og rate, og det bør vurderes om dette skal brukes som en inndeling i en eventuell videreføring av prosjektet.

Dersom en ønsker å videreutvikle de miljøfaglige vurderinger tilknyttet dette prosjektet, bør en derfor se på muligheten for å kombinere oljeutslippsdata med andre viktige parametre som innretningens lokasjon, inndeling i sårbarhetsområder og spesielle miljøforhold.

Rapporten er likevel begrenset til oljemengde som parameter for utslipp til sjø, noe som er i overensstemmelse med Petroleumstilsynets ansvarsområde.

2.6.3 Kategorier av utslippsmengde

2.6.3.1 Inntrufne akutte utslipp

Når det gjelder registrerte akutte utslipp fra EPIM og EW, har det ikke blitt satt noen nedre grense for hvilke hendelser som inkluderes, ettersom disse gir en oversikt over det historiske utslippsnivået, på samme måte som registrerte arbeidsulykker i motsetning til registrerte nestenulykker gir en oversikt over det historiske ulykkesnivået.

De registrerte akutte oljeutslippene klassifiseres i følgende utslippskategorier:

- 0-0,1 tonn
- 0,1-1 tonn
- 1-10 tonn
- 10-100 tonn
- 100-1.000 tonn
- >1.000 tonn

Som tidligere nevnt er det begrensninger i de innrapporterte hendelsene i EPIM og EW som ikke gjør det mulig å benytte en inndeling i tonn for kategoriene andre oljer, kjemikalier, spillolje og diesel. For disse kategoriene er det besluttet å benytte den samme inndelingen som i EPIM og EW (volum):

- < 0,05 m³
- 0,05-1 m³
- > 1 m³

I henhold til delkapittel 2.5.1.2 behandles ikke utslipp fra kaksinjeksjonbrønner på samme måte som de andre registrerte utslippene til sjø i EPIM og EW. På grunn av begrenset antall utslipp foretas det ingen inndeling i mengdekategorier for disse utslippene.

2.6.3.2 Risikoindikatorer for tilløpshendelser som kan gi akutte utslipp

Som nevnt i delkapittel 2.5.2 brukes risikoindikatorer for å kunne si noe om risikoutviklingen der man har hendelser som kan føre til akutte utslipp samtidig som det historiske antallet inntrufne hendelser er for lavt til at en oversikt over disse inntrufne hendelsene alene gir nok informasjon om risikonivået.

En utfordring med å bruke *registrerte tilløpshendelser som indikator for tilløpshendelser som kan gi akutte utslipp* er at det bør vurderes om noen hendelser er for små til at de skal være med i datagrunnlaget. To mulige løsninger er:

1. Enten kan man si at alle hendelser uansett størrelse skal være med i indikatorene, fordi de sier noe om risikoen for akutte utslipp. En liten lekkasjerate gir også informasjon om mulige mer alvorlige uønskede hendelser.

Eller;

2. Man kan argumentere på lignende måte som i RNNP at de minste hendelsene ikke skal være med i indikatorene. For eksempel telles ikke prosesslekkasjer under 0,1 kg/s med i indikatorene for personellrisiko nettopp fordi hendelsene har liten betydning for personellrisiko, og vekten vil følgelig bli null. På samme måte kan man si at noen tilløp er så små at det blir en neglisjerbar sannsynlighet for at de skal utvikle seg videre til akutte utslipp.

For eksempel vil lekkasje på innretningen med rate under 0,1 kg/s trolig bli fanget opp på innretningen, og sånn sett ikke utgjøre noen fare for akutte utslipp. I dette prosjektet foreslås derfor i likhet med RNNP å velge alternativ 2).

Basert på de registrerte tilløpene gjøres faglige vurderinger av hvor sannsynlig det er at disse tilløpene kunne ha ført til større akutte utslipp. Dermed kan det utarbeides indikatorer for hvor mange lekkasjer man forventer når disse tilløpene skjer, og hvor store lekkasjene kan bli i form av en sannsynlighetsfordeling.

Følgende utslippskategorier benyttes for å angi sannsynlighetsfordelingen for mengde, gitt de registrerte tilløpene:

- < 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

I tillegg til indikatorer som viser forventet antall lekkasjer i hver kategori, er det også angitt indikatorer for forventet mengde akutte utslipp. Her benyttes en geometrisk

middelverdi i hver utslippsklasse for å komme fram til forventningsverdier for de fire laveste mengdekategoriene. For kategoriene 100.000-500.000 tonn og >500.000 tonn har mer detaljerte vurderinger blitt utført.

2.7 Vektete risikoindikatorer

I tillegg til indikatorer som teller antall hendelser, kan vektete indikatorverdier for akutte utslipp basert på registrerte tilløpshendelser uttrykkes ved hjelp av sannsynligheter for utslipp, og fordeling av utslippsmengde.

For RNNP er denne likningen benyttet for å uttrykke indikatorer for risikonivået R:

$$R = \sum_i \sum_j DFU_{ij} \cdot v_{ij}$$

der DFU_{ij} er antall enkelthendelser av DFU nr i for innretning j, og v_{ij} er vekten av DFU nr i for innretning j.

Endringen som må gjøres for å lage indikatorer for akutte utslipp, er at v_{ij} uttrykkes ved hjelp av sannsynligheter for akutte utslipp i hver utslippskategori, gitt opptreden av DFU_{ij} . v_{ij} kan da beregnes som

$$v_{ij} = \sum_k P(A_{ijk} | DFU_{ij})$$

der A er akutt utslipp, og k er utslippskategoriene.

Som et supplement kan også risikoindikatorer uttrykkes som forventet totalutslippsmengde. Da blir v_{ij} beregnet som

$$v_{ij} = E(X | DFU_{ij})$$

der X er mengde akutt utslipp.

2.8 Normaliserings- og aktivitetsdata

For å kunne gjøre gode vurderinger av risikonivå og trender, er det nødvendig å kunne skille mellom de trendene som er forårsaket av endringer i aktivitetsnivået på sokkelen, og de trendene som kan detekteres selv der man normaliserer mot slike aktivitetsendringer. Det er derfor behov for ulike normaliseringsfaktorer for de ulike utslippene og tilløpshendelsene.

For å vurdere aktivitetsnivå opp mot personellrisiko har det tidligere i arbeidet med RNNP blitt samlet inn data for produsert volum, arbeidstimer, antall borede brønner, antall innretninger, antall dykkertimer og antall kilometer rørledninger. Ved å normalisere mot flere av disse faktorene, får man en mer komplett oversikt over risikonivå og trender enn ved å normalisere mot en eller ingen faktorer.

Når det gjelder risiko for akutte utslipp, vil ikke nødvendigvis de samme normaliseringsfaktorene være like velegnede som for personellrisiko. For eksempel vil antall dykkertimer være lite relevant.

Produsert volum kan være en relevant normaliseringsfaktor for utslippskategoriene "Prosesslekkasjer", "Konstruksjonshendelser" og "Lekkasje og skade på undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøye/lasteslange". I rapporten hvor resultatene presenteres (Ref. 1), har det imidlertid ikke blitt normalisert mot produsert volum.

Antall arbeidstimer synes å ha liten korrelasjon med årlig produsert volum på norsk sokkel. Volumet, målt i Sm^3 oljeekvivalenter, har sunket med 3,1 % i perioden 1999-

2011, mens antall arbeidstimer i samme periode har økt med rundt 50,9 %. Normalisering mot antall arbeidstimer kunne slik sett gitt et annet bilde av risiko enn normalisering mot produsert volum. I rapporten hvor resultatene presenteres (Ref. 1) har det imidlertid ikke blitt normalisert mot antall arbeidstimer.

Antall kilometer rørledninger vil være en relevant normaliseringsfaktor for utslippskategorien "Lekkasje og skade på undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøye/lasteslange", men i liten grad for de andre utslippskategoriene. Akutte utslipp knyttet til "Lekkasje og skade på undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøye/lasteslange" inngår imidlertid sammen med blant annet akutte utslipp knyttet til "Prosesslekkasjer" i data fra innrapporterte akutte utslipp. Siden akutte utslipp knyttet til "Lekkasje og skade på undervanns- produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøye/lasteslange" ikke presenteres for seg selv anses det ikke som relevant å benytte antall kilometer rørledninger som normaliseringsfaktor for dette prosjektet.

Antall borede brønner (delt inn i produksjonsbrønner og letebrønner) vil derimot kunne være en velegnet faktor for normalisering for "Brønnehendelser". I RNNP presenteres antall borede brønner (produksjonsbrønner og letebrønner) per år for norsk kontinentalsokkel. I dette prosjektet er det imidlertid ønskelig å se på utviklingen per havområde, slik at antall borede brønner presenteres for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.

Antall innretningsår på sokkelen er en relevant normaliseringsfaktor for samtlige hendelseskategorier. For råoljeutslipp til sjø benyttes antall innretningsår for oljeproduserende og flyttbare innretninger. I henhold til diskusjonen i delkapittel 2.5.2 behandles kondensat som olje i dette prosjektet, slik at innretninger med kondensatproduksjon inkluderes i beregningen av antall innretningsår for oljeproduserende og flyttbare innretninger. For akutte utslipp av kjemikalier og andre oljer til sjø vil *totalt antall innretningsår* det vil si antall innretningsår for oljeproduserende, gassproduserende og flyttbare innretninger samt floteller være en mer velegnet normaliseringsfaktor enn *antall innretningsår for oljeproduserende og flyttbare innretninger*. Tilsvarende som for *antall borede brønner* er *antall innretningsår for oljeproduserende og flyttbare innretninger* og *antall innretningsår totalt* fordelt per havområde i dette prosjektet, slik at *antall innretningsår for oljeproduserende og flyttbare innretninger* samt *antall innretningsår totalt* presenteres for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.

Andre mulige normaliseringsfaktorer for konstruksjonsrelaterte hendelser er *Lagret volum offshore*. Likevel velges det å se bort fra denne mulige normaliseringsfaktoren da hendelseskategorien også fører til utslipp fra stigerør og brønner.

Når det gjelder risiko forbundet med skytteltanker-trafikk, så utvikles det ikke egne hendelsesindikatorer for dette i prosjektet. Derimot benyttes en risikoindikator for skytteltanker basert på antall seilinger og/eller antall transporterte tonn.

2.9 Metode for analyse av trender

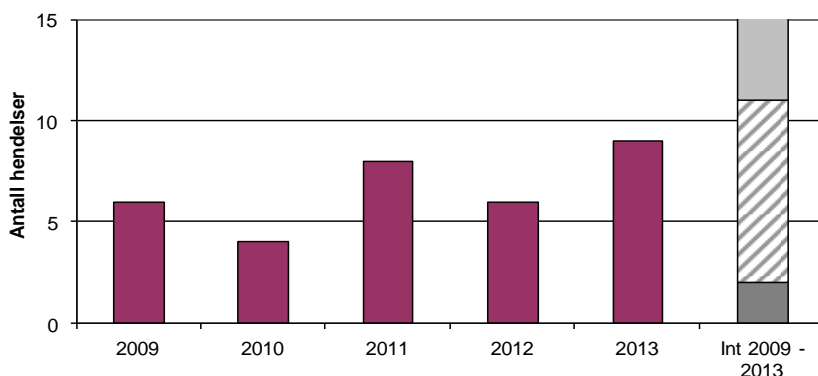
Den generelle metoden for analyse av mulige trender som ble utviklet i forbindelse med RNNP har vist seg å være nyttig også ved vurdering av risiko for akutte utslipp. I delkapittel 2.9.1 og 2.9.2 gjengis beskrivelsen fra (Ref. 15), med videreutvikling i de påfølgende delkapitler.

2.9.1 Eksempel

Som eksempel betraktes følgende målinger for en bestemt hendelse i de fire foregående år: 6, 4, 8, 6

Dette gir en gjennomsnittsverdi på 6 som såkalt prediksjon. Så observeres i år 2013 verdien 9. Dette er en økning i forhold til gjennomsnittet av de tidligere årene (2009-2012), det kan ses umiddelbart. Men er det rimelig å si at økningen er stor eller

vesentlig? En slik klassifisering ville være nyttig for å kunne identifisere mulige trender. Metoden som brukes er basert på et såkalt prediksjonsintervall, som vist til høyre i figuren nedenfor.



Figur 2 Illustrasjon av observerte verdier for en hendelse og prediksjonsintervall ("int")

I figuren skal prediksjonsintervallet tolkes som et 90 % prediksjonsintervall for inneværende år, basert på de fire foregående årene:

- **Nedre felt:** Nivået i inneværende år er vesentlig lavere enn gjennomsnitt for de 4 foregående år
- **Øvre felt:** Nivået i inneværende år er vesentlig høyere enn gjennomsnitt for de 4 foregående år
- **Midtre felt:** Ingen påvisbar endring.

Med ni hendelser i år 2013 er det en økning, men den havner i midtre felt, og er følgelig ikke signifikant (eller sikker). Dersom 12 hendelser observeres i år 2013, havner man i øvre felt, som innebærer en vesentlig økning (statistisk signifikant).

2.9.2 Matematisk formulering, antall hendelser

For å illustrere hvordan analyse av trender gjennomføres og illustreres, kan følgende eksempel betraktes:

Det antas at målinger av en hendelseskategori registreres for årene 1, 2, ..., k, og la

$$x_1, x_2, x_3, \dots, x_k$$

betegne antall hendelser for disse årene.

Hvordan skal så resultatene for inneværende år, k+1, vurderes?

Basert på målingene $x_1, x_2, x_3, \dots, x_k$ beregnes en prediksjon for antall hendelser for inneværende år, X_{k+1} . Denne prediksjonen vil normalt være snittet av $x_1, x_2, x_3, \dots, x_k$, men den trenger ikke være det, da prediksjonen kan justeres i forhold til at det har skjedd vesentlige endringer i forhold til aktiviteten for dette året i forhold til tidligere år.

Prediksjonen betegnes for X_{k+1}^* . I tillegg til selve prediksjonen angis et prediksjonsintervall $[a, b]$ som er slik at en vurderer det som 90 % sikkert at X_{k+1} vil falle innenfor dette intervallet dersom foregående års data anses å gi en god beskrivelse av fremtidige forhold. Dersom X_{k+1} skulle vise seg å bli for eksempel større enn b, vil en betegne økningen i antall hendelser som vesentlig og observasjonen anses som så overraskende at man ikke kan snakke om en trend. Det er valgt å ta utgangspunkt i et 90 % signifikansnivå gjennom hele rapporten, som er et vanlig nivå innen fagfeltet

ettersom man risikerer å ikke detektere endringer dersom enda høyere signifikansnivå benyttes.

En Poisson-fordeling brukes for å uttrykke usikkerhet. Denne framgangsmåten med basis i Poisson-fordelingen innebærer at en tenker seg at det er en "stabil prosess" der antall hendelser er forholdsvis konstant i hvert intervall. Da er det rimelig å predikere antall hendelser for neste år ved snittet av de foregående og angi usikkerhet ved Poisson-fordelingen. Dersom en så oppdager at resultatet er overraskende i forhold til dette utgangspunktet, så er det grunn til å stille spørsmål ved utgangspunktet, antagelsen om en stabil prosess. Det er "avdekket" en endring, en utvikling, en trend. Det er ønskelig at metoden skal være rimelig følsom, slik at man får noen utslag. Intervallet som produseres er altså et prediksjonsintervall basert på de gitte data, under en streng betingelse. Uten denne betingelsen, ville en predikere og angi usikkerhet på en annen måte. Hvordan er ikke opplagt, og dette er ikke foreløpig inkludert i metoderapporten.

Usikkerheten knyttet til antallet beskrives altså ved en Poisson-fordeling med parameter 6. Med eksemplet i kapittel 2.9.1 blir prediksjonsintervallet [2, 11]. Verdiene finnes ved å slå opp i standard tabell for Poisson-fordeling. Denne framgangsmåten kan også brukes uten at en har systematisk innsamlede data. Det gjøres en prediksjon av X_{k+1} basert på den tilgjengelige informasjon.

Det understrekes at prediksjonsintervallet ikke skal oppfattes som operasjonelle akseptkriterier. Intervallet er å forstå kun som en screeningmetode slik at en får fokus der en bør. Tallene kan gi utslag uten at det nødvendigvis betyr en reell forverring i forhold til tidligere år – én større lekkasje kan sies å være minst like alvorlig som flere mindre. Tallene uten en forståelse av hva som ligger bak dem er av begrenset verdi.

2.9.3 Matematisk formulering, løpende gjennomsnitt av antall hendelser siste 3 år

På samme måte som i RNNP presenteres indikatorverdier basert på løpende gjennomsnittsverdier for de siste 3 år. Dette fører til mindre variasjon i indikatorverdiene per år enn når man presenterer indikatorverdier for hvert enkelt år. Matematisk fører dette til at prediksjonsintervallene for 3 års gjennomsnittsverdier blir smalere enn prediksjonsintervaller for hvert enkelt år ville blitt. Det er foreløpig ikke inkludert en analyse av prediksjonsintervall for 3 års rullerende gjennomsnitt i resultatene i Ref. 1, men metoden presenteres allikevel her på grunn av at det kan være aktuelt å innføre en slik analyse i fremtiden.

Dersom eksempelet fra kapittel 2.9.1 hadde blitt brukt, ville indikatorverdien for 2011 ha blitt gjennomsnittsverdien for perioden 2009-2011, i dette tilfelle 6. Videre ville verdiene for 2012 og 2013 blitt henholdsvis 6 og 7,67.

Matematisk kan et prediksjonsintervall for gjennomsnittet av perioden 2011-2013 da beskrives som

$$\frac{x_{2011} + x_{2012} + X_{2013}^*}{3} \pm \frac{1,645}{3} \sqrt{X_{2013}^*} = 6,7 \pm 1,4$$

Der det siste leddet betegner hvor langt ut på hver side av gjennomsnittsverdien man kan komme før en endring anses å være statistisk signifikant. Verdien 1,645 hentes fra statistiske tabeller, og kan benyttes til å beregne intervallbredde når det er 90 % sannsynlighet for at den observerte verdien vil være innenfor dette intervallet. Dette forutsetter at normalfordeling er en god tilnærming til Poisson-fordeling. Dermed kan man konkludere med at når løpende treårig gjennomsnitt for 2011-2013 observeres å være 7,67, så er observasjonen innenfor prediksjonsintervallet, og ingen statistisk trend er påvist.

2.9.4 Matematisk formulering, antall hendelser per innretningsår

For å ta hensyn til skalering i forhold til for eksempel antall innretningsår, antall brønner og lignende kan en justere prediksjonen og parameteren i Poisson-fordelingen. Det vil si at i tillegg til målingene av en hendelseskategori $x_1, x_2, x_3, \dots, x_k$ også for eksempel registrerer tilsvarende innretningsår $a_1, a_2, a_3, \dots, a_k$. Antall hendelser betraktes fortsatt å være Poisson-fordelt, med en parameter som er proporsjonal med antall innretningsår:

$$X_i \sim \text{Po}(\lambda \cdot a_i)$$

Den underliggende parameteren λ estimeres ved å betrakte gjennomsnittlig antall hendelser per innretningsår:

$$\lambda = \frac{\sum_i x_i}{\sum_i a_i}$$

Har det ikke vært en trend i antall hendelser de foregående k årene og det i år $k+1$ er a_{k+1} innretninger, vil antall hendelser X_{k+1} også være Poisson fordelt med parameter $\lambda \cdot a_{k+1}$. Dette brukes så til å lage prediksjonsintervall for antall hendelser X_{k+1} og normalisert antall hendelser X_{k+1}/a_{k+1} .

2.9.5 Matematisk formulering, utslippsmengde per innretningsår og utslippsmengde totalt

Utslippsmengde antas å være avhengig av aktivitetsnivået bestemt av antall innretningsår. For mengden X_i for år i benyttes:

$$X_i \sim N(\lambda \cdot a_i, \sigma^2 \cdot a_i^2)$$

som angir at X_i er normalfordelt³ med forventningsverdi $\lambda \cdot a_i$ og varians $\sigma^2 a_i^2$ og hvor a_i er antall innretningsår for år i . Har man de k foregående årene observert $a_1, a_2, a_3, \dots, a_k$ og $X_1, X_2, X_3, \dots, X_k$, følger det av antagelsen ovenfor at de normaliserte mengdene X_i/a_i er identisk fordelte med:

$$X_i/a_i \sim N(\lambda, \sigma^2)$$

Forventningsverdien λ estimeres så ved å betrakte gjennomsnittlig mengde utslippet per innretningsår:

$$\lambda = \frac{\sum_i x_i}{\sum_i a_i}$$

Den empiriske variansen til $X_1/a_1, X_2/a_2, X_3/a_3, \dots, X_k/a_k$ brukes som estimat av variansen σ^2 . Et tilnærmet 90 % prediksjonsintervall for inneværende års normaliserte risikoindikator X_{k+1}/a_{k+1} er da gitt ved

$$\lambda \pm 1,645 \cdot \sigma$$

mens et tilnærmet 90 % prediksjonsintervall for selve mengde utslippet X_{k+1} er gitt ved å skalere intervallet over med antall innretningsår a_{k+1} :

$$\lambda \cdot a_{k+1} \pm 1,645 \cdot \sigma \cdot a_{k+1}$$

³ Ved store variasjoner i mengde utslippet kan man ikke anta normalfordeling. Prediksjonsintervallene kan da være noe misvisende og må benyttes med forsiktighet.

2.9.6 Matematisk formulering, risikoindikator per innretningsår og risikoindikator totalt

Risikoindikatoren beskrevet i kapittel 2.7 antas å være avhengig av aktivitetsnivået bestemt av antall innretningsår. For risikoindikatoren R_i for år i benyttes

$$R_i \sim N(\lambda \cdot a_i, \sigma^2 \cdot a_i^2)$$

som angir at R_i er normalfordelt med forventningsverdi $\lambda \cdot a_i$ og varians $\sigma^2 \cdot a_i^2$ og hvor a_i er antall innretningsår for år i . Har man de k foregående årene observert $a_1, a_2, a_3, \dots, a_k$ og $R_1, R_2, R_3, \dots, R_k$, følger det av antagelsen ovenfor at de normaliserte risikoindikatorene R_i/a_i er identisk fordelte med

$$R_i/a_i \sim N(\lambda, \sigma^2)$$

Forventningsverdien λ estimeres så ved å betrakte "risikoindikator per innretningsår":

$$\lambda = \frac{\sum_i R_i}{\sum_i a_i}$$

Den empiriske variansen til $R_1/a_1, R_2/a_2, R_3/a_3, \dots, R_k/a_k$ brukes som estimat av variansen σ^2 . Et tilnærmet 90 % prediksjonsintervall for inneværende års normaliserte risikoindikator R_{k+1}/a_{k+1} er da gitt ved

$$\lambda \pm 1,645 \cdot \sigma$$

mens et tilnærmet 90 % prediksjonsintervall for selve risikoindikatoren R_{k+1} er gitt ved å skalere intervallet over med antall innretningsår a_{k+1} :

$$\lambda \cdot a_{k+1} \pm 1,645 \cdot \sigma \cdot a_{k+1}$$

2.10 Metode for analyse av sammenhenger

I forbindelse med rapporten for 2013 ble det gjennomført nye analyser med hensyn på sammenhenger mellom omfanget av akutte utslipp, vedlikehold, alder på installasjon, operatør, havområde, andel feil på barrierer og lekkasjer (DFU1) for periodene 2001–2013 og 2007–2013. Følgende statistiske analyser er blitt utført:

- Student t -tester
- Mann-Whitney U -test
- Bivariate korrelasjonsanalyser (Pearson's R)
- Krysstabellanalyse (overlappende konfidensintervall for fordelinger)

Nivået på data som er analysert er ikke hendelsene i seg selv, men aggregerte data enten som summer eller gjennomsnitt antall eller utslippsmengder *per innretningsår*, f. eks. antall råoljeutslipp for en gitt installasjon for ett år.

3. Detaljer om metoden

Kapittel 2.10 gir en detaljert innføring i den metoden som har blitt utviklet for å evaluere akutte utslipp til sjø. Kapitlet er delt inn på følgende måte:

- Kapittel 3.1: Uttrykk som er brukt i metodebeskrivelsen
- Kapittel 3.2: Forklaring av hvordan normaliseringsdata og data om lagervolum benyttes
- Kapittel 3.3: Metode for å lage oversikt over inntrufne akutte utslipp
- Kapittel 3.4: Metode for risikoindikatorer for hydrokarbonlekkasjer
- Kapittel 3.5: Metode for risikoindikatorer for brønnhendelser
- Kapittel 3.6: Metode for risikoindikatorer for konstruksjonsrelaterte hendelser
- Kapittel 3.7: Metode for risikoindikatorer for nye hendelseskategorier
- Kapittel 3.8: Metode for risikoindikatorer for ytelse av barrierer
- Kapittel 3.9: Metode for analyse av årsaksmekanismer.

3.1 Uttrykk

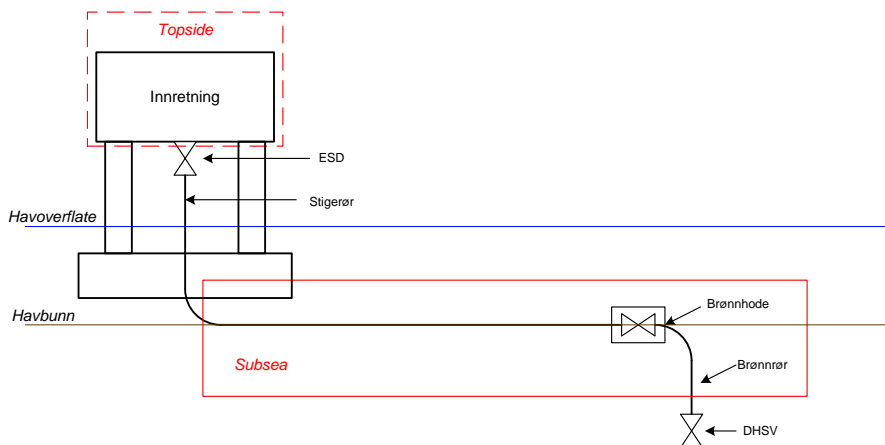
Dette kapitlet forklarer en del av uttrykkene som benyttes i metodebeskrivelsen.

Topside:

Utstyr som er plassert på selve innretningen er definert å være plassert topside. Tilsvarende er hendelser som inntreffer på selve innretningen definert å inntreffe topside.

Subsea:

Utstyr som er plassert på havbunnen er definert å være plassert subsea. Tilsvarende er hendelser som inntreffer på havbunnen definert å inntreffe subsea. Figur 3 viser hva som inngår i definisjonene topside og subsea.



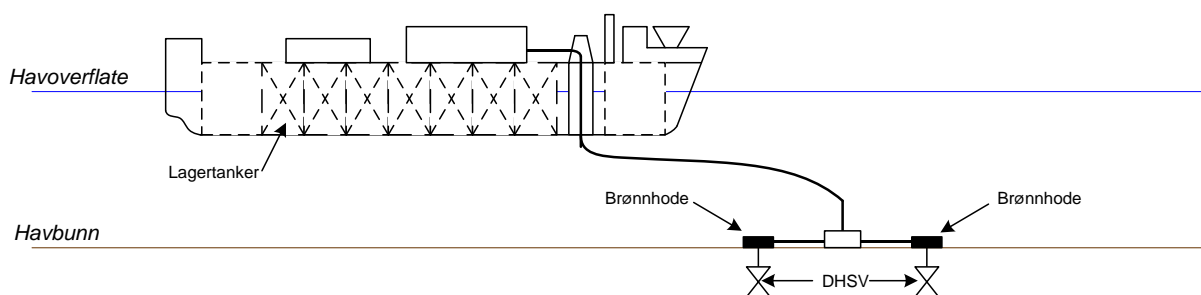
Figur 3 Definisjon av topside og subsea

Flyter med brønnhode plassert subsea:

Flytende produksjonsinnretninger (FPU) og flyttbare innretninger av typen halvt nedsenkbar og innretninger med brønnhode plassert subsea som er en del av et kompleks inngår i denne kategorien. I tillegg betraktes flyttbare innretninger av typen jack up som knyttet til subseabrønner som flytere med hensyn til utslippspunkt ved en eventuell utblåsning. Figur 3 viser et eksempel på en slik innretning, hvor brønnhodene er plassert subsea og stigerør går fra brønnhode opp til innretningen.

FPSO:

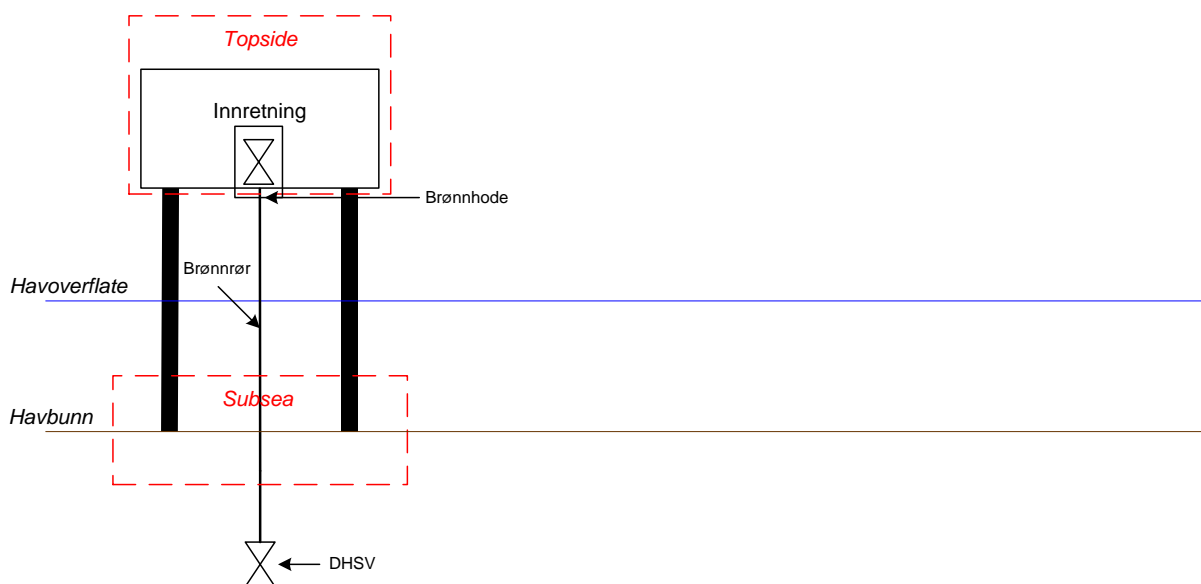
FPSO er en type flytende produksjonsinnretning med brønnhoder plassert subsea. En FPSO lagrer olje i lagertanker, noe som medfører at det er en fare for akutte utslipp ved tap av hovedbæreevne. Figur 4 viser et eksempel på en FPSO.



Figur 4 FPSO

Fast innretning med brønnhode plassert topside:

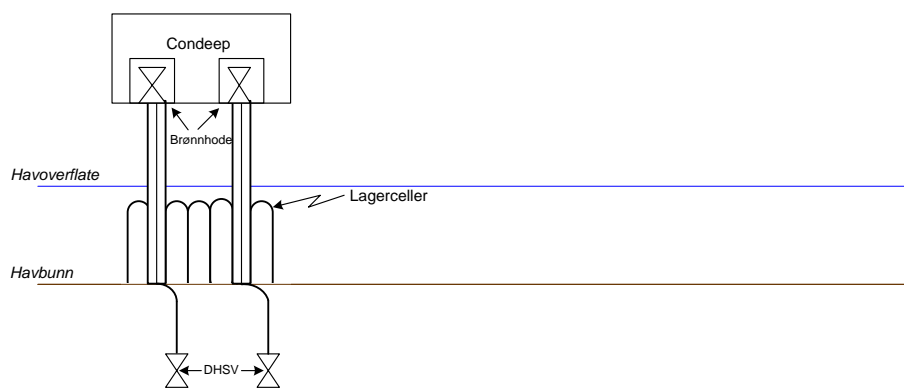
Faste innretninger, og innretninger med brønnhode plassert topside som inngår i en del av et kompleks og normalt ubemannede innretninger (NUI) med brønnhode plassert topside inngår i denne kategorien. I tillegg betraktes flyttbare innretninger av typen jack up som faste med hensyn til utslipplokasjon ved en eventuell utblåsning når det utføres boring eller brønnoperasjoner på innretninger med brønnhoder plassert topside. Figur 5 viser et eksempel på en fast innretning, hvor brønnhode er plassert topside.



Figur 5 Fast innretning med brønnhode plassert topside

Condeep:

Condeep er en type fast innretning med brønnhoder plassert topside. For condeep vil fundamentet bestå av store sammenbundne celler. Figur 6 viser et eksempel på en condeep.



Figur 6 Condeep

Det skiller mellom condeep som har lagring av olje og ballastvann og condeep som kun har lagring av ballastvann. Avstengningsventilene vil være plassert topside, slik at ved tap av hovedbæreevne, vil man ikke kunne avgrense volumet fra lagercellene. I vurderingene av økt utslippsmengde som følge av tap av hovedbæreevne inkluderes kun de condeepene som lagrer både olje og ballastvann, da utslipp fra brønner og/eller stigerør som følge av tap av hovedbæreevne inkluderes under henholdsvis eskalering til brønn og eskalering til stigerør. Følgende condeeper lagrer olje:

- Statfjord A
- Statfjord B
- Statfjord C
- Gullfaks A
- Gullfaks B
- Gullfaks C
- Draugen

Sterk eksplosjon:

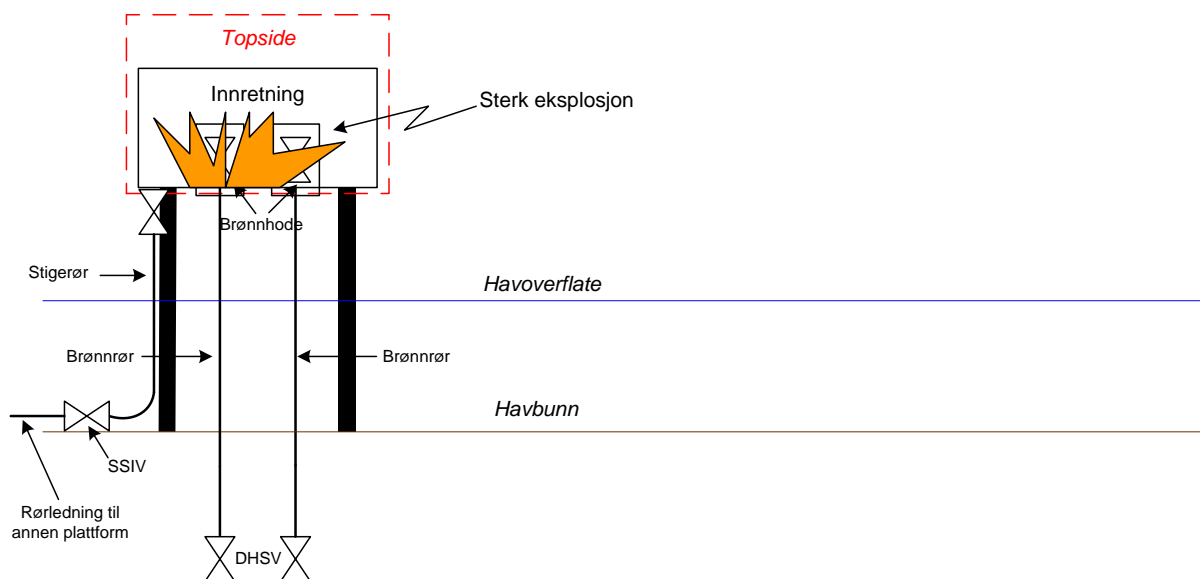
Eksplasjon som gir et overtrykk som er høyere enn dimensjonerende trykklast for eksplosjonsbarrierer i området.

Tåleevne:

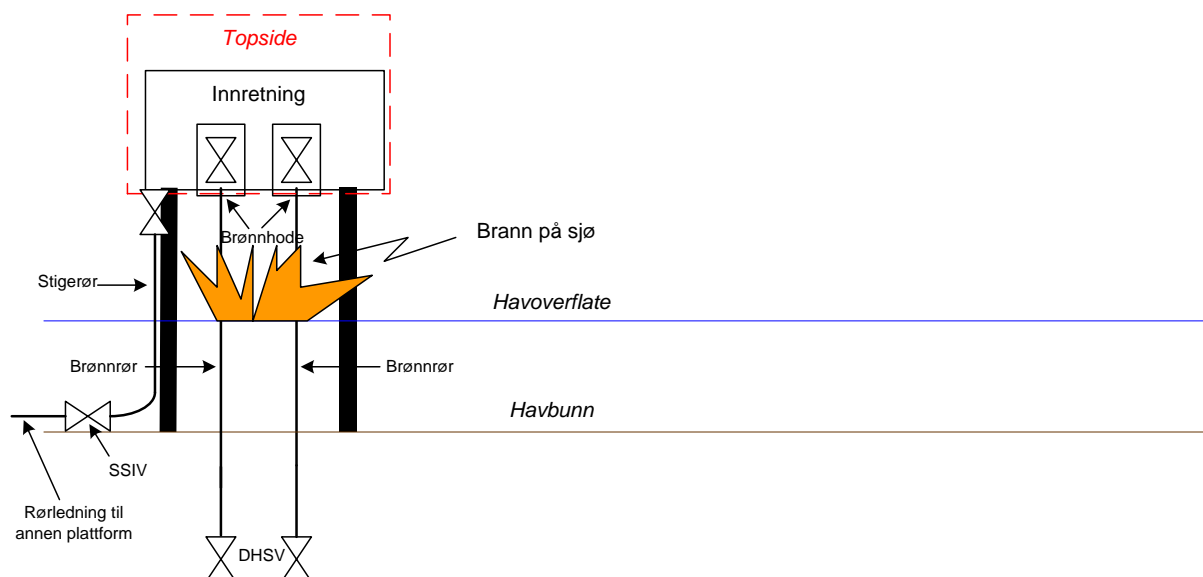
Evnen utstyr/struktur har til å motstå en brann og/eller sterk eksplosjon.

Eskalering til brønn:

Brann/eksplosjon som medfører at volumet i brønnen kan slippes ut dersom DHSV ikke lukkes, betegnes som en eskalering til brønn. Også andre scenarioer med tilbakestrømning fra brønn ved svikt i brønnbarrierer kan inntreffe, for eksempel ved svikt av ringrom sikkerhetsventil (ASV). Modelleringen er gjort for DHSV, men forutsettes å dekke alle scenarioer med tilbakestrømning fra brønn. Figur 7 viser et eksempel på en sterk eksplosjon topside som fører til at brønnhodene ødelegges, mens Figur 8 viser et eksempel på en brann på sjø som kan føre til ødeleggelse av brønnrøret dersom brønnrørets tåleevne overskrides. Eskalering til brønn kan også forekomme dersom hovedbæreevnen tapes, slik at brønnhodet ødelegges. Både en antent prosesslekkasje, en antent utblåsning og en antent stigerørslekkasje kan føre til brann på sjø dersom utslippsratene er store nok til å opprettholde brannen. Det er kun relevant å vurdere eskalering til brønn for innretninger med brønnhode plassert topside da verken brønnhodet eller brønnrøret kan skades som følge av en brann/eksplosjon for innretninger med brønnhode subsea. Når brønnhodet er plassert subsea er det kun produksjonsstigerøret som kan skades.



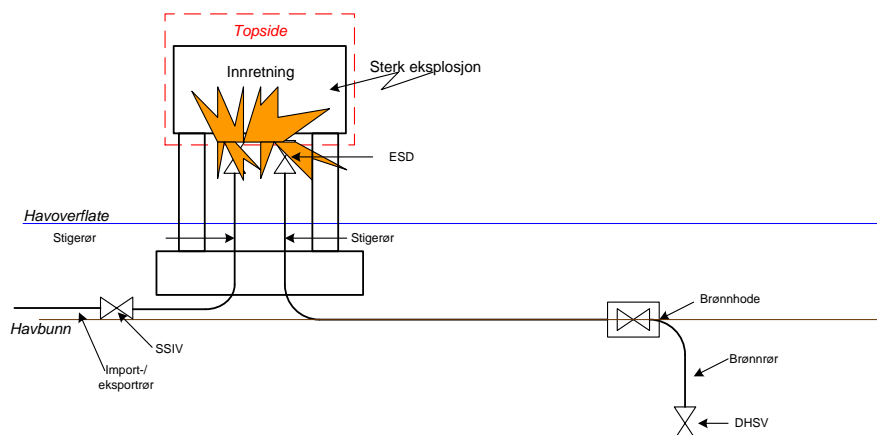
Figur 7 Sterk eksplosjon topside, som ødelegger brønnhode



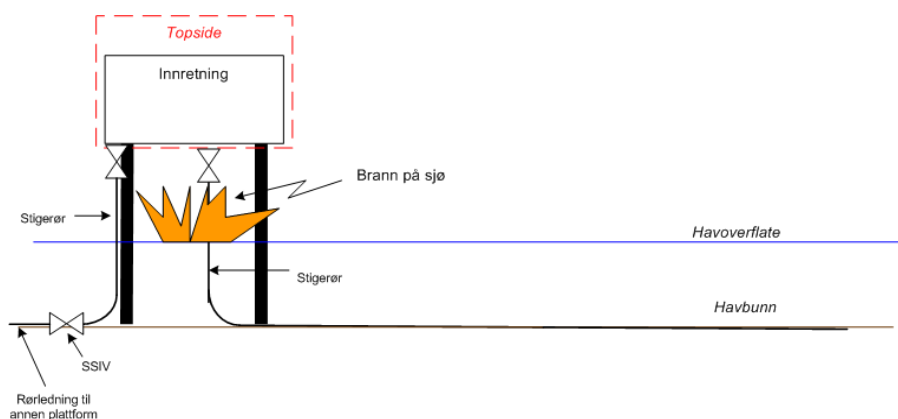
Figur 8 Brann på sjø som kan ødelegge brønnrør

Eskalering til stigerør:

Brann/eksplosjon som medfører at volumet i stigerøret kan slippes ut betegnes som eskalering til stigerør. Figur 9 viser et eksempel på en sterk eksplosjon topside som fører til at ESD-ventilene til stigerørene ødelegges, mens Figur 10 viser et eksempel på en brann på sjø som kan føre til ødeleggelse av stigerøret dersom stigerørets tåleevne overskrides. Eskalering til stigerør kan også forekomme dersom hovedbæreevnen tapes, slik at stigerøret ødelegges. Både en antent prosesslekkasje, en antent utblåsning og en antent stigerørslekkasje kan føre til brann på sjø dersom utslippsratene er store nok til å opprettholde brannen.



Figur 9 Sterk eksplosjon topside, som ødelegger stigerørs ESD-ventil



Figur 10 Brann på sjø som kan ødelegge stigerør

Tap av hovedbæreevne:

Ødeleggelse av innretningens integritet. Tap av hovedbæreevne kan medføre utslipp fra brønner eller utslipp fra stigerør, men som nevnt ovenfor inkluderes utslipp knyttet til dette under henholdsvis eskalering til brønn og eskalering til stigerør. Tap av hovedbæreevne kan i tillegg medføre utslipp til sjø dersom det lagres olje på innretningen eller i innretningens struktur.

Lekkasjestørrelser:

I denne rapporten har man, på samme vis som for RNNP, prøvd å finne ut hvilke parametre som kan benyttes til å beskrive alvorligheten av tilløpshendelser, for eksempel lekkasjetilløp. Tilsvarende som for RNNP, har lekkasjetilløpene hovedsakelig blitt klassifisert i forhold til initiell lekkasjerate. Andre parametre som lekkasjevolum, hullstørrelse, lekkasjemedium, lokasjon og varighet er også benyttet, men i mindre grad. Dette betyr at det til dels er ulike lekkasjekategorier for de forskjellige tilløpshendelsene.

3.2 Normaliseringsdata og mengdedata

3.2.1 Antall innretningsår

Normalisering over antall innretningsår per havområde vil være relevant for framstilling av data for alle hendelsene. Data er hentet fra inngangsdata brukt i RNNP personellrisiko som oppgir innretningsår for alle produksjonsinnretninger (faste produksjonsinnretninger, flytende produksjonsinnretninger, komplekser og normalt ubemannede innretninger) og floteller på norsk sokkel. Data oversendt fra Ptil (Ref. 16) er blitt brukt til å finne den samlede tiden en flyttbar boreinnretning har vært lokalisert i de ulike havområdene.

Når man ser på utslipp av kjemikalier, spillolje, diesel, fyringsolje og andre oljer er det hensiktsmessig å inkludere både produksjonsinnretninger, flyttbare boreinnretninger og floteller i antall innretningsår. Totalt antall innretningsår benyttes kun til normalisering for inntrufne akutte utslipp av kjemikalier, spillolje, diesel, fyringolje og andre oljer, da tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp ikke vurderes for disse kategoriene.

Når man ser på utslipp av råolje til sjø er det mer hensiktsmessig å normalisere over antall innretningsår for oljeproduserende og flyttbare boreinnretninger per havområde. Oversikten som ble utviklet for totalt antall innretningsår er gått gjennom og de innretningene som kun er gassprodusenter er fjernet basert på opplysninger hentet fra FAKTA-heftet for norsk petroleumsvirksomhet (Ref. 17). I henhold til delkapittel 2.8 inkluderes innretninger med kondensat i beregningen av antall innretningsår.

Antall innretningsår for oljeproduserende og flyttbare boreinnretninger brukes til normalisering for inntrufne akutte oljeutslipp i tillegg til hendelseskategoriene "Prosesslekkasjer", "Brønnhendelser", "Konstruksjonshendelser" og "Lekkasje og skade på undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/laste-bøye/lasteslange".

3.2.2 Antall borede brønner

For brønnhendelser er det relevant å normalisere over antall borede brønner per havområde. Antall borede brønner per havområde er basert på data mottatt fra Ptil (Ref. 18). Det er ingen fordeling mellom havdybde i dette datagrunnlaget, slik at antall borede brønner fordelt på havdybdekategori er basert på data fra NPD (Ref. 19). Grenbrønner er inkludert i antall borede brønner i RNNP akutte utslipp.

3.2.3 Lagringsmengder

Lagringsmengder av olje for innretninger med lagringskapasitet er funnet i The North Sea Field Development Guide (Ref. 20 og Ref. 21). Lagringsmengdene oppgis i kildene i barrels oil, og det antas en gjennomsnittlig tetthet på oljen på 0,84 tonn/Sm³ under omregning til mengde gitt i tonn. I delkapitlene under kommer det en beskrivelse på hvordan mengden utslipp ved stigerørs- og rørledningsbrudd samt mengden utslipp gitt tap av hovedbæreevne for FPSO-er og condeeper fastsettes.

3.2.3.1 FPSO

For FPSO er det vanlig med rundt 120.000 til 150.000 tonn lagret olje, hvor lagringsmengden er fordelt i omtrent ti separate tanker. Tankene varierer fra å utnytte lagringskapasiteten 0 % til 100 %, som en middelvei kan man anta at 50 % av lagringskapasiteten utnyttes. Det vil si at det gjennomsnittlig er lagret 60.000 – 75.000 tonn olje på en FPSO.

3.2.3.2 Condeep

Ettersom cellene er sammenkoplet i condeep-strukturer, vil man ved akutt utslipp fra en celle slippe ut alt som er lagret i alle plattformens celler. En vanlig størrelse på lagercellene på en plattform er rundt 200.000 tonn. Lagrene vil sjelden fylles helt opp, ettersom dette vil bety at man må stenge ned produksjonen. Det antas at lagrene ved anløp av en skytteltanker vanligvis er fylt opp slik at skytteltankeren kan få med seg hele volumet. Et typisk volum på tankene i skytteltankerene er 110.000 tonn. Det antas at lagret volum i lagercellene vil være i kategorien 100.000-500.000 tonn i 9 % av tiden. De resterende 91 % av tiden anses volumet å være i kategorien 20.000 – 100.000 tonn.

3.2.4 Mengde knyttet til stigerør og rørledninger

I dette delkapittelet inngår en beskrivelse av hvordan utslippsmengden fastsettes, gitt lekkasje fra stigerør eller rørledninger.

3.2.4.1 Stigerør

Forventet mengde olje som vil slippe ut ved brudd på stigerør er hentet fra (Ref. 22.) Basert på denne rapporten antas det at 9 % av alle brudd på stigerør vil medføre utslipp

i den laveste mengdekategorien (< 1.000 tonn), mens 1 % antas å medføre utslipp i kategorien 1.000 – 2.000 tonn.

Datagrunnlaget som ble brukt i den ovennevnte rapporten baserer seg på statistikk for rørledningslekkasjer i Nordsjøen, og benytter dette datagrunnlaget til å predikere utslippsmengde i andre havområder. Dermed brukes samme forventet utslippsmengde på alle 3 havområdene også i dette prosjektet.

Stigerørene kan være koblet til både import-/eksportørledninger og til brønnrammer. Trykket vil generelt være høyere for en brønnstrøm enn for en oljeimport-/oljeeksportstrøm, noe som taler for høyere utslippsmengde. På den andre siden er mange brønnrammer plassert relativt nært innretningen slik at volumet er begrenset, noe som taler for mindre utslipp når stigerøret er koblet til en brønnramme enn til en import-/eksportørledning. Dersom stigerøret derimot er koblet til en brønnramme som er plassert langt fra innretningen kan det diskuteres om den prosentvise fordelingen mellom de to laveste kategoriene er konservativ da man har både relativt stort volum og høyt trykk. Som en forenkling er det valgt ikke å skille mellom import-/eksportstigerør og stigerør tilknyttet brønnrammer i dette prosjektet. Dersom en lekkasje på et stigerør inntreffer utenfor 200 meter er det imidlertid valgt å benytte fordelingen for rørledninger oppgitt i Tabell 5.

3.2.4.2 Rørledninger

Forventet mengde olje som slippes ut ved et brudd på en rørledning er hentet fra (Ref. 23). I denne rapporten skilles det mellom feltinterne og felteksterne rør, hvor felteksterne rør er transportørledninger, mens feltinterne er brønnstrømsørledninger. Prosentvis fordeling mellom mengdekategoriene for feltinterne rør er gitt i Tabell 3, mens prosentvis fordeling for felteksterne rør er gitt i Tabell 4.

Tabell 3 Mengdefordeling feltinterne rør

Mengde i tonn	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten
<1.000 tonn	95 %	30 %
1.000-2.000 tonn	2 %	30 %
2.000-20.000 tonn	3 %	38 %
20.000-100.000 tonn	Negl.	2 %
100.000-500.000 tonn	Negl.	Negl.
>500.000 tonn	Negl.	Negl.

Tabell 4 Mengdefordeling felteksterne rør

Mengde i tonn	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten
<1.000 tonn	70 %	30 %
1.000-2.000 tonn	10 %	30 %
2.000-20.000 tonn	20 %	40 %
20.000-100.000 tonn	Negl.	Negl.
100.000-500.000 tonn	Negl.	Negl.
>500.000 tonn	Negl.	Negl.

Mengden olje som slippes ut fra en rørledning vil i stor grad være avhengig av nedstengningstiden. For at nedstengning skal skje forutsettes det at lekkasjevolumet er av en slik størrelse at det er detekterbart. Som man kan se i tabellene ovenfor skiller det derfor mellom olje på overflaten og når det ikke kommer olje på overflaten. I henhold til (Ref. 23) vil 2/3 av alle lekkasjer ikke gi olje på havoverflaten. Basert på den antagelsen sammen med verdiene oppgitt i Tabell 3 og Tabell 4 kan den prosentvise fordelingen mellom mengdekategoriene for feltinterne og felteksterne rørledninger beregnes. Denne fordelingen presenteres i Tabell 5.

Tabell 5 Mengdefordeling feltinterne og felteksterne rørledninger

Mengde i tonn	Feltinterne rørledninger	Felteksterne rørledninger
<1.000 tonn	51,7 %	43,3 %
1.000-2.000 tonn	20,7 %	23,3 %
2.000-20.000 tonn	26,3 %	33,3 %
20.000-100.000 tonn	1,3 %	Negl.
100.000-500.000 tonn	Negl.	Negl.
>500.000 tonn	Negl.	Negl.

Flytende produksjonsinnretninger vil i mange tilfeller ha både feltinterne og felteksterne rørledninger. Siden felteksterne rørledninger har en større andel lekkasjer som inngår med utslipp >1.000 tonn er det valgt å benytte fordelingen for felteksterne rørledninger for alle innretninger bortsett fra for FPSO.

3.3 Metode for inntrufne akutte utslipp

Som nevnt i delkapittel 2.5.1 benyttes registrerte hendelser i Environment Web til å vurdere inntrufne akutte utslipp til sjø (oljer og kjemikalier). Registrerte utslipp fra kaksinjeksjonsbrønner blir også inkludert i analysen av inntrufne akutte utslipp, men behandles separat på grunn av at mekanismene som gir disse lekkasje er spesielle, og tidsaspektet er ofte vesentlig lenger enn i de mer plutselige og kortvarige hendelsene. Inntrufne akutte utslipp til luft inkluderes ikke i dette prosjektet.

3.3.1 Akutte utslipp til sjø: Råolje

For råoljeutslipp kategoriseres hendelsene etter mengdekategorien tonn for å få samsvar med mengdeinndelingen som benyttes for indikator for tilløpshendelser som kan gi akutte utslipp til sjø. For å beregne mengde råoljeutslipp antas en gjennomsnittlig tetthet på 0,84 tonn/Sm³.

I henhold til delkapittel 2.6.3.1 benyttes følgende mengdekategorier for akutte utslipp av råolje:

- 0-0,1 tonn
- 0,1-1 tonn
- 1-10 tonn
- 10-100 tonn
- 100-1.000 tonn
- >1.000 tonn

I databasene for innrapporterte akutte utslipper det kun innrapportert antall hendelser i hver utslippskategori (oppgitt i m³). For råolje benytter man en mengdeinndeling i tonn. Det oppgis ikke mengde per utslipp for alle utslippene i databasene. Dette kan føre til problemer med å bestemme hvilken mengdekategori de ulike råoljeutslippene tilhører. F.eks, dersom man har oppgitt to hendelser som inngår i kategorien >1 m³ i databasen, og mengden av disse utslippene overskrider 11,9 m³ (10 tonn) er det ikke gitt om begge hendelsene skal inngå i kategorien 1-10 tonn eller om en av hendelsene skal inngå i kategorien 10-100 tonn og den andre i enten kategorien 0-0,1 tonn, 0,1-1 tonn eller 1-10 tonn.

3.3.2 Akutte utslipp til sjø: Andre typer oljer og kjemikalier

For andre typer oljer enn råolje og for alle typer kjemikalieutslipp kategoriseres hendelsene etter volum på utslippene. I henhold til delkapittel 2.6.3.1 benyttes samme kategoriinndeling som i databasene på grunn av manglende info om kjemisk sammensetning og at flere lekkasjer inngår i samme registrering:

- < 0,05 m³
- 0,05-1 m³
- >1 m³

3.3.3 Akutte utslipp til sjø fra kaksinjeksjonsbrønner

På grunn av begrenset antall utslipp foretas det ingen inndeling i mengdekategorier for akutte utslipp til sjø fra kaksinjeksjonsbrønnene.

3.4 Metode for risikoindikatorer for akutte utslipp - Hydrokarbonlekkasjer

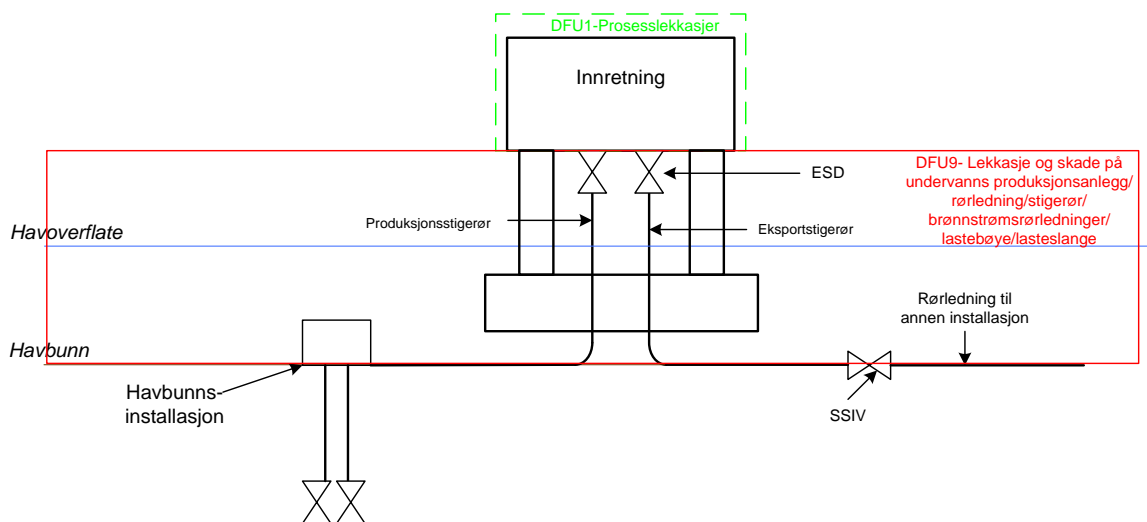
Som tidligere nevnt benyttes data i Environment Web og EPIM til å se på utslipp som har inntruffet, mens innrapporterte data i RNNP-prosjektet brukes til å framstille en indikator for at lekkasjer som har inntruffet kunne ført til større utslipp dersom lekkasjene hadde blitt antent og dermed eskalert til stigerør, brønner eller ført til tap av hovedbæreevne. To grunner til at data fra RNNP benyttes og ikke data fra databasen for innrapporterte akutte utslipp er som følger:

- En lekkasje som inntreffer på innretningen og en lekkasje som inntreffer på havbunnen vil ha ulik sannsynlighet for antenning og dermed ulik sannsynlighet for økt utslipp som følge av eskalering til stigerør, eskalering til brønner og tap av hovedbæreevne. I de innrapporterte data i EPIM/EW er det ikke informasjon om utslippspunktet, slik at det er umulig å benytte ulike sannsynligheter for økt utslipp for de registrerte hendelsene.
- Kun utslipp som har ført til lekkasje på sjø er inkludert i EPIM/EW. Et gassutslipp eller et oljeutslipp som ikke fører til akutt utslipp til sjø som følge av for eksempel oppsamlingskar kan også antennes og dermed føre til eskalering til andre stigerør, eskalering til andre brønner og tap av hovedbæreevne. Gassutslipp og oljeutslipp som ikke fører til akutte utslipp til sjø bør derfor inkluderes i indikatoren for tilløpshendelser som kan gi akutte utslipp til sjø.

Det er så langt ikke registrert noen antente prosesslekkasjer (DFU2) på norsk sokkel i den perioden som betraktes, følgende DFU-er inngår derfor i hydrokarbonlekkasjer:

- DFU1: Prosesslekkasjer
- DFU9: Lekkasje og skade på undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøye/lasteslange

Figur 11 illustrerer forskjellen mellom disse tilløpshendelsene.



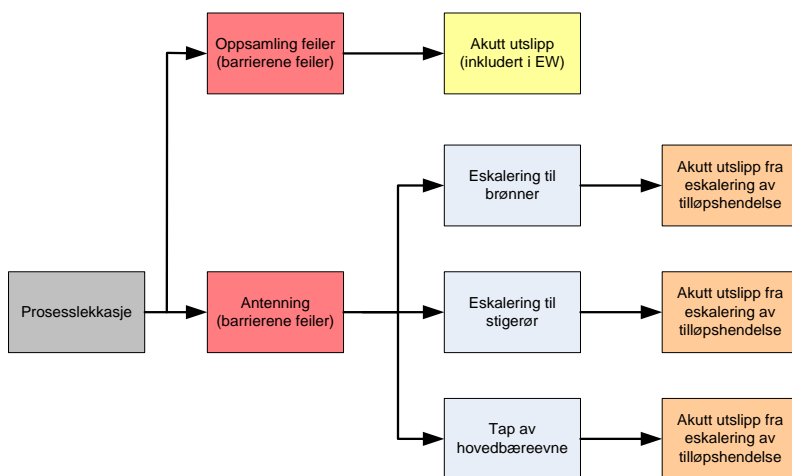
Figur 11 Skille mellom prosesslekkasjer (DFU1) og hendelser knyttet til undervanns produksjonsanlegg/rørledninger/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøyer/lasteslanger (DFU9)

Som nevnt i delkapittel 2.6.3.2 deles mengden olje inn i seks kategorier for indikator for akutte utslipp knyttet til hydrokarbonlekkasjer.

3.4.1 DFU1 - Prosesslekkasjer

I dette kapitlet vurderes sannsynligheter for at prosesslekkasjer fører til akutte utslipp til sjø som følge av eskalering til stigerør, eskalering til brønner eller som følge av tap av hovedbæreevne. Inntruffne akutte utslipp dekkes som tidligere nevnt av de registrerte data i databasene for innrapporterte akutte utslipp.

Figuren under beskriver scenarioene som vurderes med hensyn til prosesslekkasjer.



Figur 12 Scenariobeskrivelse prosesslekkasjer⁴

⁴ Følgende fargekode er brukt i figuren: grå er hendelsene som har inntruffet og som brukes som datagrunnlag i denne analysen, gul er akutt utslipp som har inntruffet og som er inkludert i EW, rød er potensielle hendelser der en eller flere barrierer feiler og som fører til eskalering av tilløpshendelsen, lyseblå er mulige eskaleringer som følge av barrierefeil som kan føre til akutt utslipp og de oransje er akutt utslipp fra eskalering av tilløpshendelse.

Tilsvarende som for RNNP, har lekkasjetilløpene hovedsakelig blitt klassifisert i forhold til initiell lekkasjerate når man ser på sannsynligheter for akutt utslipp som følge av eskalering til stigerør, eskalering til brønn eller tap av hovedbæreevne.

Lekkasjeratene er sortert i fire kategorier:

1. Under 0,1 kg/s
2. Mellom 0,1 kg/s og 1 kg/s
3. Mellom 1 kg/s og 10 kg/s for gasslekkasjer og mellom 1 kg/s og 20 kg/s for oljelekkasjer
4. Over 10 kg/s for gasslekkasjer og over 20 kg/s for oljelekkasjer

Kategori 1 (lekkasjerate <0,1 kg/s) vurderes imidlertid ikke videre, da eskalerings-sannsynligheten anses å være neglisjerbar når raten er mindre enn 0,1 kg/s.

3.4.1.1 Eskalering til import-, eksport- og produksjonsstigerør

Sannsynlighet for at brann topside eskalerer til import-, eksport- eller produksjonsstigerør som inneholder olje (ren olje og tofase) er vurdert. Vekten av hendelsestype (DFU) nr i for innretning j , v_{ij} , kan ved en videreutvikling av beskrivelsen i delkapittel 2.7 beregnes som:

$$v_{ij} = \sum_s \left[P(LT_{ijs} | DFU_{ijs}) \cdot P(ES_{ijs} | LT_{ijs}) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | ES_{ijs}) \right]$$

LT_{ijs} er lekkasje topside, ES_{ijs} er eskalering til stigerør, A_{ijk} er akutt utslipp, k er utslippskategori og s er lekkasjekategori, hvor lekkasjekategoriene er som beskrevet ovenfor.

Eskalering til annet stigerør kan enten skje ved at brann omslutter stigerør i lengre tid enn stigerørets tåleevne, ved at man har en sterk eksplosjon som ødelegger stigerøret eller at hovedbæreevnen tapes. Det er kun for stigerør som er lokalisert i samme område som der hydrokarbonbrannen starter og som har ESD-ventil plassert topside at eskalering er relevant ved en brann, gitt at hovedbæreevnen ikke tapes. Dersom ESD-ventilen er plassert under plattformen eller i et område som er adskilt fra prosessområdet med en brannvegg, vil ikke en brann kunne føre til eskalering. Dette forutsetter at hovedbæreevnen ikke tapes, da det antas at ESD-ventilen og stigerøret ikke vil eksponeres av brannen. I slike tilfeller er det kun en sterk eksplosjon eller tap av hovedbæreevne som kan føre til eskalering til stigerøret og dermed utslipp av stigerørsvolumet.

Varigheten av prosessbrannene og designlasten til stigerørene med hensyn på tåleevne varierer, noe som medfører at det også er stor variasjon i sannsynlighet for at stigerørenes tåleevne overskrides. Dette medfører at sannsynlighet for eskalering vil variere mye for lekkasjer med lik utslippsrate.

Ut i fra at de fleste plattformer har ESD-ventil plassert under dekk eller i områder adskilt fra prosessområdet anses sannsynligheten for omslutning å være lav ved branner topside. Dersom stigerørstoppene er plassert i prosessområdet vil de ha god brannbeskyttelse, slik at tåleevnene er relativt høye. Det anses derfor som svært lite sannsynlig at en prosessbrann eskalerer til stigerør og dermed fører til økt utslipp, gitt at hovedbæreevnen ikke tapes. Ved en sterk eksplosjon som følge av prosesslekkasje kan både ESD-ventil under plattformen og ESD-ventiler i andre områder enn prosessområdet eksponeres. I tillegg kan branner som fører til at hovedbæreevnen tapes og stigerøret ødelegges, føre til utslipp fra stigerør. Sannsynlighet for eskalering til stigerør, $P(ES_{ijs} | LT_{ijs})$, settes derfor lik sannsynlighet for sterk eksplosjon, $P(SE_{ijs} | LT_{ijs})$ pluss sannsynligheten for at hovedbæreevnen tapes ved brann, gitt lekkasje topside $P(HB_{ijs} | LT_{ijs})$. Det vil si $P(ES_{ijs} | LT_{ijs}) = P(SE_{ijs} | LT_{ijs}) + P(HB_{ijs} | LT_{ijs})$. Figur 9 viser et eksempel på en sterk eksplosjon topside som fører til eskalering til stigerør.

Typiske sannsynligheter for sterk eksplosjon, gitt en lekkasje topside og typiske sannsynligheter for tap av hovedbæreevne som følge av brann, gitt lekkasje topside er vurdert ved å gå gjennom eksisterende risikoanalyser. I risikoanalysene betraktes kun tap av hovedbæreevne innen 60 minutter, da det antas at alle personer vil være evakuert innen 60 minutter og at tap av hovedbæreevne på et senere tidspunkt ikke vil bidra til risiko for personell. Når man ser på akutte utslipp til sjø vil det derimot også være relevant å inkludere tap av hovedbæreevne etter 60 minutter, og det er derfor besluttet å doble sannsynlighetene som fremkommer fra risikoanalysene. Sannsynlighet for sterk eksplosjon for de ulike lekkasjekategoriene presenteres i Tabell 6, mens sannsynlighet for tap av hovedbæreevne som følge av brann for de ulike lekkasjekategoriene presenteres i Tabell 7 for de ulike innretningene som er betraktet. Lekkasjekategori 1 inkluderes ikke, da det antas at disse har for liten rate (<0,1 kg/s) til at man kan få antenning.

Tabell 6 Sannsynlighet for sterk eksplosjon, gitt lekkasje topside

Lekkasjerate	Innretning A	Innretning B	Innretning C	Innretning D	Innretning E	Snitt
Kategori 2	0,138 %	*	0,128 %	0,007 %	*	0,055 %
Kategori 3	0,257 %	0,018 %	0,166 %	0,045 %	*	0,097 %
Kategori 4	0,286 %	0,149 %	0,586 %	0,601 %	0,117 %	0,348 %

*Neglisjerbar

Tabell 7 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne ved brann, gitt lekkasje topside

Lekkasjerate	Innretning A	Innretning B	Innretning C	Innretning D	Innretning E	Snitt
Kategori 2	*	0,032 %	*	0,017 %	0,004 %	0,011 %
Kategori 3	*	0,582 %	0,003 %	0,088 %	0,044 %	0,143 %
Kategori 4	0,004 %	0,363 %	0,022 %	0,153 %	0,091 %	0,126 %

*Neglisjerbar

Det er valgt å benytte de gjennomsnittlige verdiene i beregningen av sannsynlighet for sterk eksplosjon samt tap av hovedbæreevne og dermed eskalering til stigerør, gitt en lekkasjekategori. Det bemerkes at samme sannsynlighet benyttes for gass, tofase og oljelekkasjer. For noen av hendelsene har det imidlertid blitt gjort spesifikke justeringer. Det er da tatt utgangspunkt i de vurderingene som er gjort i forbindelse med RNNP i fastsetting av justeringsfaktorene (Ref. 8).

En sterk eksplosjon eller tap av hovedbæreevne kan også føre til at brønnehodene tapes. Dersom brønnehodene tapes, vil dette utslippet være mye større enn ved brudd på stigerørene. For plattformer som har brønnhode topside er det derfor konservativt antatt eskalering til brønn og ikke til stigerør ved sterk eksplosjon topside eller ved tap av hovedbæreevne som følge av en brann. For plattformer som derimot ikke har brønnhode topside, er sannsynlighet for eskalering til stigerør vurdert med hensyn på akutte utslipp. I henhold til delkapittel 3.2.4.1 vil 99 % av utslippene inngå i kategorien <1.000 tonn, mens 1 % vil inngå i kategorien 1.000-2.000 tonn. Disse verdiene benyttes for $P(A_{ijk}|ES_{ijs})$ i bergningen av vekt v_{ij} , gitt en prosesslekkasje som eskalerer til stigerør.

3.4.1.2 Sannsynlighet for eskalering til brønner

Det er vurdert en sannsynlighet for eskalering til brønner, noe som vil føre til økt utslipp. Dette er imidlertid kun relevant for faste innretninger, som har brønnhode plassert topside (Se Figur 5 for eksempel på fast innretning med brønnhode topside).

Vekten av hendelsestype (DFU) nr i for innretning j , v_{ij} , kan ved en videre utvikling av beskrivelsen i delkapittel 2.7 beregnes som:

$$v_{ij} = \sum_s \left[P(LT_{ijs} | DFU_{ijs}) \cdot P(EB_{ijs} | LT_{ijs}) \cdot P(DHSV_{ij} | EB_{ijs}) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | DHSV_{ij}) \right]$$

LT_{ijs} er lekkasje topline, EB_{ijs} er eskalering til brønn, A_{ijk} er akutt utslipp, $DHSV_{ij}$ er at minst en av DHSVene til brønnene ikke lukker, k er utslippskategori og s er lekkasjekategori.

Eskaleringen til brønnhodene kan enten skje ved at en brann omslutter brønnhodene i lengre tid enn brønnhodenes tåleevne, ved at man har en sterk eksplosjon som medfører ødeleggelse av brønnhodene eller ved at man har en brann som fører til tap av hovedbæreevne. Eskalering som følge av branner, gitt at hovedbæreevnen ikke tapes, vil kun være aktuelt dersom brønnhode er plassert i samme område som prosessbrannen oppstår. Ved en sterk eksplosjon, hvor områdeskiller tapes eller ved tap av hovedbæreevne kan også brønnhoder i andre områder enn hvor brannen oppstår eksponeres.

Dersom brønnhodene skal være plassert i separate områder vil de ha god brannbeskyttelse, slik at tåleevnen er relativt høy. Det anses derfor som svært lite sannsynlig at en prosessbrann omslutter brønnhodet i så lang tid at brønnhodets tåleevne overskrides. Sannsynlighet for eskalering til brønn, $P(EB_{ijs}|LT_{ijs})$ settes derfor lik sannsynlighet for sterk eksplosjon $P(SE_{ijs}|LT_{ijs})$ pluss sannsynligheten for at hovedbæreevnen tapes ved brann, gitt lekkasje topline, $P(HB_{ijs}|LT_{ijs})$. Det vil si $P(EB_{ijs}|LT_{ijs}) = P(SE_{ijs}|LT_{ijs}) + P(HB_{ijs}|LT_{ijs})$. Sannsynlighet for eskalering til brønn vil derfor være lik sannsynlighet for sterk eksplosjon, gitt en lekkasje topline, som er presentert i Tabell 6 pluss sannsynligheten for at hovedbæreevnen tapes som følge av en brann, som presentert i Tabell 7.

Det er valgt å benytte gjennomsnittlige verdier i beregningen av sannsynlighet for sterk eksplosjon samt tap av hovedbæreevne og dermed eskalering til brønn, gitt en lekkasjekategori. Det bemerkes at samme sannsynlighet benyttes for gass, tofase og oljelekkasjer. Tilsvarende som ved eskalering til stigerør er sannsynligheten justert for noen av hendelsene basert på spesifikke vurderinger av lekkasjen jamfør vurderingene som er gjort i RNNP (Ref. 8).

Figur 7 viser et eksempel på en sterk eksplosjon topline som ødelegger brønnhode. Ved en sterk eksplosjon som ødelegger brønnhodene eller dersom brønnhodene ødelegges som følge av tap av hovedbæreevne vil mengden som slippes ut øke dersom DHSV ikke stenges ned. Dersom brønnhodet ødelegges til en brønn som ikke er stengt, det vil si DHSV ikke er lukket, så vil eksplosjonen eller tapet av hovedbæreevnen føre til en utblåsning. Utblåsningsraten og sannsynlighetsfordelingene antas å være lik som for en toplineutblåsning. Utblåsningsratene er gitt i Tabell 20, hvor innretningens plassering angir hvilke utblåsningsrate som skal benyttes. En oversikt over hvilke felt som inngår i de ulike kategoriene er gitt i Tabell 21. I henhold til delkapittel 3.5.3 vil utblåsningsmengden variere ut fra type innretning og operasjon som foregår. Som tidligere nevnt er det kun aktuelt å vurdere eskalering til brønn når brønnhode er plassert topline, slik at kun de innretningene j som inngår i kategorien fast med brønnhode topline eller TLP inkluderes. Det antas at operasjonstypen er produksjon i sannsynlighetsfordelingen mellom de ulike mengdekategoriene $P(A_{ijk}|DHSV_{ij})$.

I henhold til delkapittel 3.5.4 er gjennomsnittlig antall produserende brønner lik 26,1, og sannsynlighet for at en brønn ikke stenges ned lik 2,1 %. Ved å benytte samme verdier, beregnes sannsynlighet for at minst en brønn ikke er nedstengt, $P(DHSV_{ij}|EB_{ij})$ til 42,6 %.

Ved å kombinere sannsynlighet for eksplosjon, sannsynligheten for tap av hovedbæreevne som følge av brann og sannsynlighet for at DHSV ikke lukker på minst en brønn, fremkommer sannsynligheter for at en lekkasje topside medfører en utblåsning. Disse sannsynlighetene er oppsummert i Tabell 8.

Tabell 8 Sannsynlighet for sterk eksplosjon eller tap av hovedbæreevne som medfører eskalering til brønn og økt utslipp, gitt lekkasje topside

Lekkasjerate	Sannsynlighet
Kategori 2	0,03 %
Kategori 3	0,10 %
Kategori 4	0,20 %

3.4.1.3 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne og økt utslipp

Vekten av hendelsestype (DFU) nr i for innretning j , v_{ij} , kan ved en videreutvikling av beskrivelsen i delkapittel 2.7 beregnes som

$$v_{ij} = \sum_s \left[P(LT_{ijs} | DFU_{ijs}) \cdot P(H_{ijs} | LT_{ijs}) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | H_{ijs}) \right]$$

LT_{ijs} er lekkasje topside, H_{ijs} er tap av hovedbæreevne, A_{ijk} er akutt utslipp, k er utslippskategori og s er lekkasjestørrelsen.

Sannsynligheten for tap av hovedbæreevne, gitt en lekkasje topside ($P(H_{ijs}|LT_{ijs})$) vil være avhengig av følgende faktorer:

- I hvilket område lekkasjen inntreffer
- Størrelsen på lekkasjen
- Antennessannsynligheten (tidlig antenning og forsinket antenning) og sannsynligheten for sterk eksplosjon
- Sannsynligheten for at brannen/eksplosjonen eskalerer til annet prosessutstyr
- Hvilke sikkerhetssystemer som fungerer (gassdeteksjon, branndeteksjon, isolering, trykkavlastning, deluge).

Det er kun innretninger som har lagring, nærmere bestemt FPSO og condeep, som inkluderes i vurderingene av økt utslippsmengde som følge av tap av hovedbæreevne. Tap av hovedbæreevne som fører til utslipp fra brønn eller stigerør er inkludert under eskalering til stigerør (Delkapittel 3.4.1.1) og eskalering til brønn (Delkapittel 3.4.1.2). For innretninger som ikke har lagring, vil oljevolumene være begrenset og en del av oljen vil brenne av på sjøen. $P(A_{ijk}|H_{ijs})$ antas derfor å være neglisjerbar for innretninger som ikke har lagring.

Det er flere innretningstyper som vil ha lagring i plattformstrukturen. Som tidligere nevnt lagrer enkelte condeeper både olje og ballastvann, og ved tap av hovedbæreevne vil man få økt utslipp av olje til sjø fra denne innretningstypen.

Det er gått igjennom en del risikoanalyser som er utført på condeeper. Ved å se på frekvens for tap av hovedbæreevne og frekvens for lekkasje, er det kommet frem til en sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt at man har en lekkasje ($P(H_{ijs}|LT_{ijs})$). I risikoanalysene betraktes kun tap av hovedbæreevne innen 60 minutter, da det antas at alle personer vil være evakuert innen 60 minutter og at tap av hovedbæreevne på et senere tidspunkt ikke vil bidra til risiko for personell. Når man ser på akutte utslipp til sjø vil det derimot også være relevant å inkludere tap av hovedbæreevne etter 60 minutter, og det er derfor besluttet å doble sannsynlighetene som fremkommer fra risikoanalysene. Sannsynligheten for tap av hovedbæreevne for condeep, gitt en lekkasje

topside er beregnet for forskjellige lekkasjerater, og presenteres i Tabell 9 for de ulike condeepene som er betraktet. Lekkasjer i kategori 1 inkluderes ikke, da det antas at disse har for liten rate ($< 0,1$ kg/s) til at man kan få antenning.

Tabell 9 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne condeep, gitt lekkasje topside

Lekkasjerate	Condeep A	Condeep B	Condeep C	Snitt
Kategori 2	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %
Kategori 3	0,18 %	0,14 %	0,01 %	0,11 %
Kategori 4	0,28 %	0,19 %	0,01 %	0,16 %

Det er valgt å benytte de gjennomsnittlige verdiene i beregningen av sannsynlighet for tap av hovedbæreevne for condeep, gitt lekkasjekategori. Det bemerkes at samme sannsynlighet benyttes for gass, tofase og oljelekkasjer. Tilsvarende som ved eskalering til stigerør og brønnhoder er sannsynligheten justert for noen av hendelsene basert på spesifikke vurderinger av lekkasjen, jamfør vurderingene som er gjort i RNNP (Ref. 8).

Oljemengden som slippes ut ved tap av hovedbæreevne vil være avhengig av oljemengden i lagercellene. Utslippsmengden ved tap av hovedbæreevne for condeeper er vurdert i delkapittel 3.2.3.2, og utslippsmengden vil inngå i kategorien 20.000-100.000 tonn i 91 % av tilfellene og i kategorien 100.000-500.000 tonn i de resterende 9 % av tilfellene. Disse verdiene brukes for $P(A_{ijk}|H_{ijs})$ for condeeper ved beregning av vekten knyttet til tap av hovedbæreevne som følge av lekkasje topside.

For FPSO-er hvor man har lagring topside kan en brann/eksplosjon som fører til tap av hovedbæreevne medføre betydelige utslipp. Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt en lekkasje topside vurderes derfor i denne analysen.

Ved oppvarming som følge av en brann topside kan oljen i strålingsutsatte lastetanker dampe av, og det vil brenne der gassen ventileres ut. Tanktoppen er ikke dobbel, og en brann kan derfor føre til at tanktoppen sprekker. Dette svekker skipets styrke, noe som kan føre til at skipet brekker.

Ved en sterk eksplosjon i prosessområdet vil dekket holde for de fleste FPSO-ene fordi det skal tåle trykk fra sjøen i dårlig vær ("grønn sjø"). En eksplosjon i turret kan derimot ødelegge skipets tåleevne.

Det er gått igjennom en del risikoanalyser som er utført på FPSO-er for å finne representative sannsynligheter for tap av hovedbæreevne, gitt en prosesslekkasje. Ved å se på frekvens for tap av hovedbæreevne og frekvens for lekkasje for en rekke FPSO-er, er det kommet frem til sannsynligheter for tap av hovedbæreevne, gitt at man har en lekkasje. $P(H_{ijs}|LT_{ijs})$. Tilsvarende som for condeeper er sannsynlighetene fordoblet for å ta hensyn til at kun tap av hovedbæreevne innenfor 60 minutter inkluderes i eksisterende risikoanalyser. Sannsynlighetene er beregnet for forskjellige lekkasjerater, og presenteres i Tabell 10 for de ulike FPSO-ene som er betraktet. Lekkasjekategori 1 inkluderes ikke, da det antas at disse har for liten rate ($< 0,1$ kg/s) til at man kan få antenning.

Tabell 10 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt lekkasje topside

Lekkasje-rate	FPSO A	FPSO B	FPSO C	FPSO D	FPSO E	Snitt
Kategori 2	0,0020 %	*	*	*	0,0012 %	0,0006 %
Kategori 3	0,0073 %	*	0,0004 %	*	0,0025 %	0,0021 %
Kategori 4	0,0317 %	*	0,0041 %	*	0,0010 %	0,0073 %

* Neglisjerbar

Det er i dette prosjektet valgt å benytte gjennomsnittlige verdier i beregningen av sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt lekkasjekategori. Det bemerkes at samme sannsynlighet benyttes for gass, tofase og oljlekkasjer. Tilsvarende som ved eskalering til stigerør og brønnhoder er sannsynligheten justert for noen av hendelsen basert på spesifikke vurderinger av lekkasjen, jamfør vurderingene som er gjort i RNNP (Ref. 8).

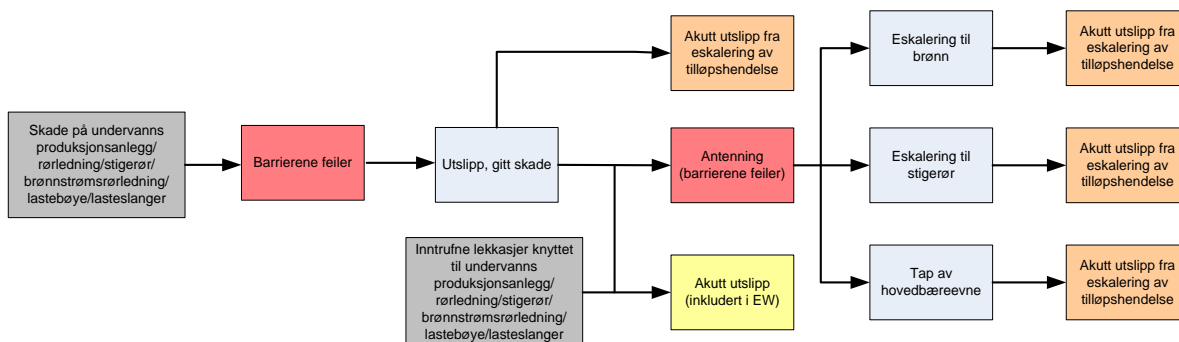
Oljemengden som slippes ut ved tap av hovedbæreevne vil være avhengig av mengden som lagres på FPSO-en. I henhold til delkapittel 3.2.3.1, hvor utslippsmengden ved tap av hovedbæreevne er vurdert for innretninger som har lagring, vil FPSO-er vanligvis ha en lagringskapasitet på 120.000-150.000 tonn. Som nevnt tidligere er det antatt en middelvei på 50 % lagring i FPSO-er i kvantifiseringen av utslippsmengde. Gitt at en brann topside fører til tap av hovedbæreevne, vil det dermed slippes ut 60.000-75.000 tonn olje, noe som innebærer at utslippet inngår i kategorien 20.000-100.000, det vil si $P(A_{ijk}|H_{ijs})$ settes lik 100 % for kategorien 20.000-100.000 tonn.

3.4.2 DFU9 - Lekkasje og skader på undervanns produksjonsanlegg/ rørledninger/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøyer/lasteslanger

Som tidligere nevnt benyttes innrapporterte akutte utslipp (EPIM/EW) til å dekke akutte utslipp fra produksjonsinnretninger, stigerør, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, lastebøyer og lasteslanger som har funnet sted. Innrapporterte data i RNNP (både olje – og gasshendelser) benyttes til å se på risikoindikator for tilløpshendelser som kan gi akutte utslipp som følge av eskalering til stigerør, eskalering til brønner eller tap av hovedbæreevne.

I de innrapporterte data for RNNP er alle hendelsene klassifisert som skade eller lekkasje. De registrerte skadene inkluderes også i indikatorene for tilløpshendelser som kan gi akutte utslipp da det er en gitt sannsynlighet for at en skade skal føre til en lekkasje i RNNP. Skader på utstyr som inneholder gass er imidlertid ikke inkludert i vurderingen av skader som kan gi akutte utslipp.

Figuren under beskriver scenarioene som vurderes med hensyn på lekkasjer og skader på undervanns-produksjonsanlegg, rørledning, stigerør, brønnstrømsrørledninger, lastebøye og lasteslange.



Figur 13 *Scenariobeskrivelse DFU9⁵*

3.4.2.1 Sannsynlighet for lekkasje

I risikoanalyser deles lekkasjer knyttet til denne hendelseskategorien inn i tre kategorier ut fra hullstørrelsen. De anvendte hullstørrelseskategoriene ved hydrokarbonlekkasje for stigerør og rørdninger er som følger (Ref. 24):

- Liten lekkasje: Lekkasje som følger av en ekvivalent hulldiameter mindre enn 20 mm
- Medium lekkasje: Lekkasje som følger av en ekvivalent hulldiameter mellom 20 mm og 80 mm
- Stor lekkasje: Lekkasje som følger av en ekvivalent hulldiameter større enn 80 mm

Denne inndelingen brukes for både stigerør, rørdning, undervanns produksjonsanlegg, lastebøye og lasteslange. I RNNP er det utarbeidet en sannsynlighetsfordeling mellom de ulike lekkasjekategoriene, gitt at hendelsen har inntruffet på et stigerør. Sannsynlighetsfordelingen er ulik avhengig av om lekkasjen inntreffer på en fast innretning, en FPU, et kompleks eller på en NUI. Fordelingen er gitt i Tabell 11.

Tabell 11 *Fordeling mellom lekkasjestørrelser - stigerør*

Lekkasje	Fast	FPU	Kompleks	NUI
Liten	39,9 %	5,5 %	37,9 %	23,7 %
Medium	17,2 %	5,97 %	20,1 %	3,6 %
Stor	21,4 %	25,5 %	16,6 %	9,0 %

Fordelingen mellom lekkasjestørrelser, gitt at lekkasjen har inntruffet på en rørdning, er hentet fra (Ref. 25), og gjengis i Tabell 12. Som tabellen viser er sannsynlighetsfordelingen lik uavhengig av hvilken innretningstype rørdninger er knyttet til.

Tabell 12 *Fordeling mellom lekkasjestørrelser - rørdninger*

Lekkasje	Fast, FPU, Kompleks og NUI
Liten	74 %
Medium	16 %
Stor	10 %

⁵ Følgende fargekode er brukt i figuren: grå er hendelsene som har inntruffet og som brukes som datagrunnlag i denne analysen, gul er akutt utslipp som har inntruffet og som er inkludert i EW, rød er potensielle hendelser der en eller flere barrierer feiler og som fører til eskalering av tilloppshendelsen, lyseblå er mulige eskaleringer som følge av barrierefeil som kan føre til akutt utslipp og de oransje er akutt utslipp fra eskalering av tilloppshendelse.

I henhold til RNNP vil en hendelse som er definert som en skade, også ha en sannsynlighet for å resultere i en lekkasje i de ulike kategoriene. Denne betingede sannsynlighetsfordelingen, gitt en skade på stigerør, er gjengitt i Tabell 13.

Tabell 13 Sannsynlighet for lekkasje, gitt skade - stigerør

Lekkasje	Fast	FPU	Kompleks	NUI
Liten	8,0 %	0,5 %	2,5 %	1,2 %
Medium	3,4 %	6,0 %	1,3 %	0,2 %
Stor	4,3 %	2,5 %	1,1 %	0,4 %

Det er ikke gjort en spesifikk vurdering av sannsynligheten for lekkasje, gitt en skade på rørledning, i RNNP. I henhold til Tabell 13, varierer den totale sannsynligheten for lekkasje, gitt skade, mellom 1,8 % for NUI og 15,7 % for faste innretninger. Det er vurdert at vekten for lekkasje, gitt skade på en rørledning, ikke vil variere mellom de ulike innretningstypene. Det er valgt å sette sannsynligheten for lekkasje, gitt skade, lik snittet for de fire innretningstypene. I tillegg er sannsynligheten justert ned med en faktor på 0,5 for å ta hensynt til at ikke alle de innrapporterte hendelsene på rørledninger nødvendigvis er i kategorien "major". Total sannsynlighet for lekkasje, gitt skade på rørledning settes derfor lik 3,9 % for rørledninger. Gitt at lekkasjen inntreffer, antas det at fordelingen mellom hullstørrelsene vil være som gitt i Tabell 12. Sannsynligheten for lekkasje, gitt skade på en rørledning vil da være som presentert i Tabell 14.

Tabell 14 Sannsynlighet for lekkasje, gitt skade - rørledninger

Lekkasje	Fast, FPU, Kompleks og NUI
Liten	2,9 %
Medium	0,6 %
Stor	0,4 %

3.4.2.2 Sannsynlighet for lekkasje, gitt skade og utslippsmengde

Vekten for lekkasje, gitt skade, fremkommer ved å benytte følgende formel:

$$v_{ij} = \sum_s \left[P(LS_{ijs} | DFU_{ijs}) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | LS_{ijs}) \right]$$

LS_{ijs} er lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledning/lastebøye/lasteslange, A_{ijk} er akutt utslipp, k er utslippskategori og s er lekkasjestørrelse. I henhold til diskusjonen i delkapittel 3.4.2.1 deles lekkasjene inn i små, medium og store lekkasjer.

Sannsynligheten for lekkasje, gitt en skade $P(LS_{ijs}|DFU_{ij})$, er presentert i Tabell 13 for stigerør og Tabell 14 for rørledninger. Det bemerkes at det kun er skader på undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledning/lastebøye/lasteslange med olje som inkluderes med hensyn på utslipp til sjø, da lekkasjer allerede er dekket av innrapporterte akutte utslipp.

I RNNP settes vekten til de skadene som har inntruffet utenfor sikkerhetssonen lik 0, da det antas at lekkasje utenfor sikkerhetssonen ikke kan antennes. I vurderingen av akutte utslipp til sjø er det også relevant å vurdere skader utenfor sikkerhetssonen, da disse

kan føre til akutte utslipp. I forbindelse med arbeidet med 2010 data ble det gjort en gjennomgang av registrerte data i RNNP for å sikre at innrapporterte hendelsene i RNNP også inkluderer skader og lekkasjer utenfor sikkerhetssonen. Fordelingen mellom utslippskategorier for stigerørlekkasjer og rørledningslekkasjer er gitt i henholdsvis delkapittel 3.2.4.1 samt delkapittel 3.2.4.2. Fordelingen mellom mengdekategoriene, $P(A_{ijk} | LS_{ijs})$, antas å være lik for alle lekkasjatekategoriene.

3.4.2.3 *Sannsynlighet for antennelse og økt utslipp som følge av eskalering til andre stigerør, eskalering til brønner eller tap av hovedbæreevne.*

Sannsynlighet for antenning

I henhold til delkapittel 3.4.2.1 deles lekkasjene inn etter hullstørrelser og ikke lekkasjerate. Lekkasjeraten er avhengig av hulldiametere, sammensetningen i lekkasjemediet samt temperatur og trykk både på innsiden av røret/stigerøret og i omgivelsene. Dette medfører at lekkasjeraten for lekkasjer som inngår i den samme hullstørrelseskategorien kan variere mye.

Sannsynligheten for antenning vil være avhengig av gasslekkasjeraten. Lekkasjer som inngår i samme hullstørrelseskategori kan ha stor variasjon i lekkasjeraten som medfører at antennelse sannsynligheten for lekkasjer i samme hullstørrelseskategori kan variere i stor grad.

I henhold til RNNP bidrar ikke lekkasjer som inntreffer utenfor sikkerhetssonen (500 m) til risiko på grunn av at antennelse sannsynligheten er neglisjerbar. Det vil derfor ikke være fare for økt utslipp som følge av eskalering til andre stigerør, eskalering til brønner eller tap av hovedbæreevne for hendelser som inntreffer utenfor sikkerhetssonen.

Antennelse sannsynligheten anses å være lav ved utslipp fra lastebøyer eller lasteslanger på grunn av stabilisert olje og generelt lang avstand fra innretningen. Utslipp fra disse innretningene vurderes derfor ikke med hensyn på potensial for eskalering til brønn, stigerør eller tap av hovedbæreevne.

Sannsynlighet for eskalering til andre import-, eksport- og produksjonsstigerør

Det er vurdert en sannsynlighet for at brannen knyttet til et stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg eskaleres til produksjon -, import- eller eksportstigerør som inneholder olje (ren olje og tofase).

Vekten av hendelsestype (DFU) nr i for innretning j , v_{ij} , kan ved en videre utvikling av beskrivelsen i delkapittel 2.7 beregnes som

$$v_{ij} = \sum_s \left[P(LS_{ijs} | DFU_{ijs}) \cdot P(ES_{ijs} | LS_{ijs}) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | ES_{ijs}) \right]$$

LS_{ijs} er lekkasje fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg, ES_{ijs} er eskalering til stigerør, A_{ijk} er akutt utslipp, k er utslippskategori og s er lekkasjestørrelse. Som tidligere nevnt deles lekkasjestørrelsene inn etter små, medium eller store hull.

Eskalering til stigerør oppstår dersom hovedbæreevnen tapes slik at stigerøret ødelegges eller dersom brannen omslutter et annet stigerør i så lang tid at tåleevnen til stigerøret overskrides.

I henhold til diskusjonen ovenfor vil ratene innenfor de gitte hullstørrelseskategoriene variere i stor grad, noe som medfører stor variasjon i sannsynlighet for omslutning av bærende struktur og/eller andre stigerør. I tillegg vil varigheten samt designlasten til stigerørene og plattformen med hensyn på tåleevne variere, noe som medfører at det også er stor variasjon i sannsynligheten for at stigerørene eller innretningens tåleevne overskrides. Dette medfører at sannsynligheten for eskalering vil variere mye for lekkasjer innenfor samme hullstørrelseskategori.

Ved eskalering fra et stigerør med olje/tofase til et stigerør med olje/tofase vil en del av oljen knyttet til begge utslippene brenne av. Siden mengden olje utsluppet fra det røret som brannen starter i ikke justeres ned anses det som for konservativt å inkludere et tilsvarende utslipp fra stigerøret som brannen eskalerer til. Ut fra dette anses økningen i mengden å være neglisjerbar ved eskalering fra et olje/tofasestigerør til et annet olje/tofasestigerør. Dersom brannen derimot starter som utslipp fra et stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg med gass er ingen oljemengde inkludert fra dette stigerøret, rørledningen eller undervanns produksjonsanlegget. Hvis denne brannen eskalerer til et olje-/tofasestigerør vil det derfor føre til en økning i utslippet olje. Dette scenarioet er imidlertid ikke vurdert videre i analysen da det ikke er gjort en analyse av hvilke innretninger som har gass og oljestigerør i en slik avstand at eskalering kan være relevant. I henhold til delkapittel 3.2.4.1 vil lekkasjemengden fra stigerør i 99 % av tilfellene inngå i kategorien < 1.000 tonn, og ved antenning vil utslippene være enda mindre som følge av at en del av oljen brennes av. Det vil derfor ikke være snakk om at betydelige utslipp ikke inkluderes når det ses vekk fra scenarioet hvor en brann fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg eskalerer til et olje-/tofasestigerør. Ved nedstengning vil dessuten gassen samles på toppen i et tofasestigerør, noe som medfører begrenset utslipp av olje.

Sannsynlighet for eskalering til brønner

Det er vurdert en sannsynlighet for at brannen eskalerer til brønner som har brønnehode plassert topside noe som vil føre til økt utslipp. Se Figur 5 for eksempel på slik type innretning med brønnehode topside.

Vekten av hendelsestype (DFU) nr i for innretning j , v_{ij} , kan ved en videre utvikling av beskrivelsen i delkapittel 2.7 beregnes som

$$v_{ij} = \sum_s \left[P(LS_{ijs} | DFU_{ijs}) \cdot P(EB_{ijs} | LS_{ijs}) \cdot P(DHSV_{ij} | EB_{ijs}) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | DHSV_{ij}) \right]$$

LS_{ijs} er lekkasje fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg, EB_{ijs} er eskalering til brønnehode, A_{ijk} er akutt utslipp, $DHSV_{ij}$ er at minst en av DHSVene til brønnene ikke lukker, k er utslippskategori og s er lekkasjestørrelsen basert på hullstørrelse

Eskalering til brønn oppstår dersom hovedbæreevnen tapes slik at brønnehodet ødelegges eller dersom brannen omslutter et annet brønnrør i så lang tid at tåleevnen til brønnrøret overskrides

I henhold til delkapittel 3.5.4 er tåleevnen til rørene mellom DHSV og brønnehode rundt 2 timer for TLP og 6 timer for faste innretninger. Varigheten til stigerørslekkasjer og rørledningslekkasjer vil generelt være kortere enn tåleevnen, slik at sannsynlighet for eskalering til brønn, og potensielt økt utslipp anses som neglisjerbar. Sannsynligheten for eskalering til brønn vil derfor være lik sannsynligheten for at brønnehodet ødelegges som følge av at hovedbæreevnen tapes dvs. $P(EB_{ijs} | LS_{ijs}) = P(H_{ijs} | LS_{ijs})$.

Det er gjennomgått en del risikoanalyser som er utført på innretninger med brønnehode topside for å finne typiske sannsynligheter for tap av hovedbæreevne, gitt lekkasje fra stigerør eller rørledninger eller undervannsproduksjonsanlegg. Ved å se på frekvens for tap av hovedbæreevne og frekvens for lekkasje for en del innretninger med brønnehode plassert topside, er det kommet frem til sannsynligheter for tap av hovedbæreevne, gitt at man har en lekkasje ($P(H_{ijs} | LS_{ijs})$). I risikoanalysene betraktes kun tap av hovedbæreevne innen 60 minutter, da det antas at alle personer vil være evakuert innen 60 minutter og at tap av hovedbæreevne på et senere tidspunkt ikke vil bidra til risiko for personell. Når man ser på akutte utslipp til sjø vil det derimot også være relevant å inkludere tap av hovedbæreevne etter 60 minutter, og det er derfor besluttet å doble sannsynlighetene som fremkommer fra risikoanalysene. Sannsynligheten for tap av

hovedbæreevne, gitt lekkasje, er beregnet for de ulike lekkasjestørrelsene og presenteres i Tabell 15 for de ulike innretningene som er betraktet. Merk at lekkasjestørrelsene er basert på hullstørrelser.

Tabell 15 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne for innretning med brønnhode topside ved lekkasje fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg, gitt at avstanden til plattformen er mindre enn 500 m

Lekkasjestørrelse	Innretning A	Innretning B	Innretning C	Innretning D	Innretning E	Snitt
Liten	*	0,13 %	*	*	0,02 %	0,03 %
Medium	0,34 %	3,64 %	0,34 %	0,01 %	0,63 %	0,99 %
Stor	1,12 %	3,23 %	1,36 %	0,32 %	3,30 %	1,86 %

Det er valgt å benytte gjennomsnittlige verdier i beregningen av sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt en lekkasjestørrelse. Det bemerkes at samme sannsynlighet benyttes for gass, tofase og oljelekkasjer. Tilsvarende benyttes samme sannsynlighet for hendelser som inntreffer innenfor 200 m fra plattformen og for hendelser som inntreffer 200-500 m fra plattformen, da risikoanalysene som har blitt lagt til grunn ikke har nok opplysninger til å kunne skille mellom disse sonene. Lekkasje som inntreffer utenfor sikkerhetssonen (500 m) inkluderes ikke, da antennessannsynligheten for disse lekkasjene antas å være neglisjerbar.

Dersom brønnhodene ødelegges som følge av tap av hovedbæreevne, vil mengden som slippes ut øke dersom DHSV ikke stenges ned. Dersom brønnhodet ødelegges til en brønn som ikke er stengt, det vil si DHSV ikke er lukket, så vil tapet av hovedbæreevnen føre til en utblåsning. Utblåsningsraten og sannsynlighetsfordelingene antas å være lik som for en topsideutblåsning. Utblåsningsratene er gitt i Tabell 20, hvor innretningens plassering angir hvilke utblåsningsrate som skal benyttes. En oversikt over hvilke felt som inngår i de ulike kategoriene er gitt i Tabell 21. I henhold til delkapittel 3.5.3 vil utblåsningsmengden variere ut fra type innretning og operasjon som foregår. Som tidligere nevnt er det kun aktuelt å vurdere eskalering til brønn når brønnhode er plassert topside, slik at kun de innretningene j som inngår i kategorien fast med brønnhode topside eller TLP inkluderes. Det antas at operasjonstypen er produksjon i sannsynlighetsfordelingen mellom de ulike mengdekategoriene $P(A_{ijk}|DHSV_{ij})$.

I henhold til delkapittel 3.5.4 er gjennomsnittlig antall produserende brønner lik 26,1, og sannsynlighet for at en brønn ikke stenges ned lik 2,1 %. Ved å benytte samme verdier, beregnes sannsynlighet for at minst en brønn ikke er nedstengt, $P(DHSV_{ij}|EB_{ij})$ til 42,6 %.

Ved å kombinere sannsynligheten for tap av hovedbæreevne og sannsynlighet for at DHSV ikke lukker på minst en brønn, fremkommer sannsynligheter for at en lekkasje medfører en utblåsning. Disse sannsynlighetene er oppsummert i Tabell 16.

Tabell 16 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne som medfører eskalering til brønn og økt utslipp, gitt lekkasje fra stigerør, rørledning, undervanns produksjonsanlegg når avstanden til plattformen er mindre enn 500 m

Lekkasjestørrelse	Sannsynlighet
Liten	0,013 %
Medium	0,422 %
Stor	0,794 %

Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne og økt utslipp

Vekten av hendelsestype (DFU) nr i for innretning j , v_{ij} , kan ved en videre utvikling av beskrivelsen i delkapittel 2.7 beregnes som

$$v_{ij} = \sum_s \left[P(LS_{ijs} | DFU_{ijs}) \cdot P(H_{ijs} | LS_{ijs}) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | H_{ijs}) \right]$$

LS_{ijs} er lekkasje fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg, H_{ijs} er tap av hovedbæreevne, A_{ijk} er akutt utslipp, k er utslippskategori og s er lekkasjestørrelsen basert på hullstørrelse.

Sannsynligheten for tap av hovedbæreevne, gitt en lekkasje fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg, er avhengig av følgende faktorer:

- Lekkasjeraten
- Sannsynligheten for å få gass på innretningen og/eller skip som er tilstede ved innretningen
- Antennelsessannsynligheten
- Sannsynlighet for sterk eksplosjon
- Sannsynligheten for at brannen eskalerer til annet hydrokarbonførende utstyr (stigerør, prosessutstyr eller brønner)
- Hvilke sikkerhetssystemer som fungerer (deteksjon, eventuell isolering, slukkesystem).

Det er kun innretninger som har lagring som inkluderes i vurderingene av økt utslippsmengde som følge av tap av hovedbæreevne. Tap av hovedbæreevne som fører til utslipp fra brønn eller stigerør er inkludert under eskalering til stigerør og eskalering til brønn. For innretninger som ikke har lagring, vil oljevolumene være begrenset og en del av oljen vil brenne av på sjøen. $P(A_{ijk}|H_{ijs})$ anses derfor å være neglisjerbar.

Det er flere innretningstyper som har lagring i plattformstrukturen. I henhold til delkapittel 3.1 vil en del condeeper ha lagring av olje i fundamentet, og fordi det ikke er sjøbunnsventiler kan tap av hovedbæreevne medføre utslipp av olje.

Det er gjennomgått en del risikoanalyser som er utført på condeeper for å finne typiske sannsynligheter for tap av hovedbæreevne gitt lekkasje. Ved å se på frekvens for tap av hovedbæreevne og frekvens for lekkasje for en del condeeper, er det kommet frem til sannsynligheter for tap av hovedbæreevne, gitt at man har en lekkasje ($P(H_{ijs}|LS_{ijs})$). I risikoanalysene betraktes kun tap av hovedbæreevne innen 60 minutter, da det antas at alle personer vil være evakuert innen 60 minutter og at tap av hovedbæreevne på et senere tidspunkt ikke vil bidra til risiko for personell. Når man ser på akutte utslipp til sjø vil det derimot også være relevant å inkludere tap av hovedbæreevne etter 60 minutter, og det er derfor besluttet å doble sannsynlighetene som fremkommer fra risikoanalysene. Sannsynligheten for tap av hovedbæreevne, gitt lekkasje er beregnet for de ulike lekkasjestørrelsene, og presenteres i Tabell 17 for de ulike condeepene som er betraktet. Merk at lekkasjestørrelsene er basert på hullstørrelser.

Tabell 17 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne condeep, gitt lekkasje fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg, gitt at avstanden til plattformen er mindre enn 500 m

Lekkasjestørrelse	Condeep A	Condeep B	Condeep C	Snitt
Liten	0,32 %	0,10 %	0,136 %	0,18 %
Medium	0,58 %	0,36 %	0,136 %	0,36 %
Stor	0,26 %	0,54 %	0,136 %	0,31 %

Det er valgt å benytte gjennomsnittlige verdier i beregningen av sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt en lekkasjestørrelse. Det bemerkes at samme sannsynlighet benyttes for gass, tofase og oljelekkasjer. Tilsvarende benyttes samme sannsynlighet for hendelser som inntreffer innenfor 200 m fra plattformen og for hendelser som inntreffer 200-500 m fra plattformen, da risikoanalysene som har blitt lagt til grunn ikke har nok opplysninger til å kunne skille mellom disse sonene. Lekkasjer som inntreffer utenfor sikkerhetssonen (500 m) inkluderes ikke, da antennessannsynligheten for disse lekkasjene antas å være neglisjerbar.

Oljemengden som slippes ut ved tap av hovedbæreevne vil være avhengig av oljemengden i lagercellene. Utslippsmengden ved tap av hovedbæreevne for condeeper er vurdert i delkapittel 3.2.3.2, og utslippsmengden vil inngå i kategorien 20.000-100.000 tonn i 91 % av tilfellene og i kategorien 100.000-500.000 tonn i de resterende 9 % av tilfellene. Disse verdiene brukes for $P(A_{ijk}|H_{ijs})$ for condeeper ved beregning av vekten knyttet til tap av hovedbæreevne som følge av lekkasje fra stigerør, rørledning eller undervanns produksjonsanlegg.

For FPSO-er hvor man har lagring topside kan en brann/eksplosjon som fører til tap av hovedbæreevne medføre betydelige utslipp.

En lekkasje i turret med påfølgende sterk eksplosjon kan føre til tap av integritet. En del risikoanalyser som er utført på FPSO-er er gått igjennom. Ved å se på frekvens for tap av hovedbæreevne og frekvens for lekkasje fra stigerør for en rekke FPSO-er, er det kommet frem til en sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt at man har en lekkasje fra stigerør i turret, ($P(H_{ijs}|LS_{ijs})$). Tilsvarende som for condeeper er sannsynlighetene fordoblet for å ta hensyn til at kun tap av hovedbæreevne innenfor 60 minutter inkluderes i risikoanalyser. Sannsynlighetene er beregnet for forskjellige lekkasjestørrelser, og presenteres i Tabell 18 for de ulike FPSO-ene som er betraktet. Merk at lekkasjestørrelsene er inndelt etter hullstørrelse.

Tabell 18 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt gass i turret

Lekkasjestørrelse	FPSO A	FPSO B	FPSO C	FPSO D	FPSO E	Snitt
Liten	0,0002 %	*	0,0001 %	*	*	0,0001 %
Medium	0,0045 %	*	0,0003 %	*	*	0,0010 %
Stor	0,0114 %	*	0,0028 %	*	*	0,0028 %

* Neglisjerbar

Det er vurdert at lekkasjer som inntreffer utenfor 200 meter aldri vil føre til gass i turret. Konservativt er det antatt at alle lekkasjer innenfor 200 meter fra plattform vil føre til gass i turret. På grunn av relativt lite data er alle hendelser som har ført til lekkasje inkludert i beregningen av sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt gass i turret. Det vil si at både gass-, tofase- og oljelekkasjer er inkludert.

Lekkasjer fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsanlegg kan også føre til brann på sjø. I skipets tankområde er det dobbelt skrog på sidene, men på grunn av at man av sikkerhetshensyn ønsker å orientere FPSO-en med boligkvarteret mot vindretningen (weather-vaning) (vind/strøm) vil oljen og dermed brannen bevege seg akterover. Alle FPSO-ene på norsk sokkel har overbygg forut, slik at det er dobbelt skrog akter og dermed ingen økt konsekvens ved at brannen beveger seg akterover. For å finne sannsynligheten for tap av hovedbæreevne, gitt en lekkasje subsea som fører til brann på sjø, har en rekke risikoanalyser blitt gått igjennom. Ved å se på frekvens for tap av hovedbæreevne og frekvens for lekkasje subsea for en rekke FPSO-er, er det kommet frem til en sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt at man har en lekkasje subsea ($P(H_{ijs}|LS_{ijs})$). Verdiene fra risikoanalysen er fordoblet for å ta hensyn til at

branner også etter 60 minutter kan føre til tap av hovedbæreevne og dermed akutt utslipp. Disse sannsynlighetene er beregnet for forskjellige lekkasjestørrelser, og presenteres i Tabell 18 for de ulike FPSO-ene som er betraktet.

Tabell 19 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt lekkasje subsea

Lekkasjestørrelse	FPSO A	FPSO B	FPSO C	FPSO D	FPSO E	FPSO F	Snitt
Laveste	*	*	*	*	*	*	*
Medium	*	0,0001 %	*	*	*	*	0,00002 %
Største	*	0,0037 %	*	*	*	*	0,00075 %

* Neglisjerbar

I henhold til diskusjonen under Tabell 18 antas det at alle lekkasjene som inntreffer innenfor 200 meter fører til gass i turet. Sannsynlighetene oppgitt i Tabell 19 benyttes kun for de hendelsene hvor man ikke får gass i turet, det vil si for lekkasjene som inntreffer 200-500 meter fra plattformen.

Tilsvarende som ved beregning av sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt lekkasje i turet er alle lekkasjer subsea inkludert i beregningen av sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt lekkasje subsea på grunn av at det ikke er mulig å skille på lekkasjemedium i de registrerte tilløpshendelsene.

Oljemengden som slippes ut ved tap av hovedbæreevne vil være avhengig av mengden som lagres på FPSO-en. I henhold til delkapittel 3.2.3.1, hvor utslippsmengden ved tap av hovedbæreevne er vurdert for innretninger som har lagring, vil FPSO ha en lagringskapasitet på 120.000-150.000 tonn. Lagertankene på en FPSO vil variere mellom å utnytte lagringskapasiteten 0 % og 100 %. Det antas en middelværdi på 50 % fyllingsgrad i kvantifiseringen av utslippsmengde. Gitt at en brann fører til tap av hovedbæreevne, vil det dermed slippes ut 60.000-75.000 tonn olje, noe som innebærer at utslippet inngår i kategorien 20.000-100.000 det vil si $P(A_{ijk}|H_{ijs})$ settes lik 100 % for kategorien 20.000-100.000 tonn.

3.5 Metode for risikoindikator for akutte utslipp – Brønnhendelser (DFU3)

Innrapporterte hendelser i RNNP benyttes som utgangspunkt for å etablere indikatorer for brønnhendelser knyttet til lete- og produksjonsbrønner på norsk sokkel. I fase 4 (Ref. 26), 5 (Ref. 27) og 6 (Ref. 28) av RNNP-prosjektet ble det gjennomført en egen analyse for HTHT-brønner. Grunnen var at antall borede HTHT-brønner økte kraftig i denne perioden og man mistenkte at HTHT-brønner hadde større risiko for brønnhendelser enn andre typer brønner. I fase 4, hvor data fra 1996-2003 ble inkludert, virket det som det kunne være en sammenheng mellom antall brønnhendelser og antall HTHT-brønner. I fase 5 og 6 så man imidlertid ikke denne sammenhengen lenger, da det i år 2004 og 2005 var henholdsvis kun én og ingen hendelser knyttet til HTHT-brønner til tross for at antall borede HTHT-brønner hadde økt kraftig. Det ble boret henholdsvis 12 og 23 HTHT-brønner i 2004 og 2005. Til sammenligning var det største antallet HTHT-brønner som ble boret i løpet av ett år i perioden 1996-2003, sju stykker (1996). Nedgangen i risikobidrag fra HTHT-brønner skyldtes at industrien hadde hatt et økt fokus på slike boringer årene før og lagt til rette for ny teknologi og tilpasset boreprosedyrer til krevende forhold. I fase 6 ble det dermed konkludert med at det ikke kunne sies å være noen sammenheng mellom antall brønnhendelser og antall HTHT-brønner, men at det var viktig å beholde fokuset for å opprettholde denne forbedringen. På bakgrunn av dette behandles HTHT-brønner på lik måte som andre brønner i vurdering av risiko for akutte utslipp.

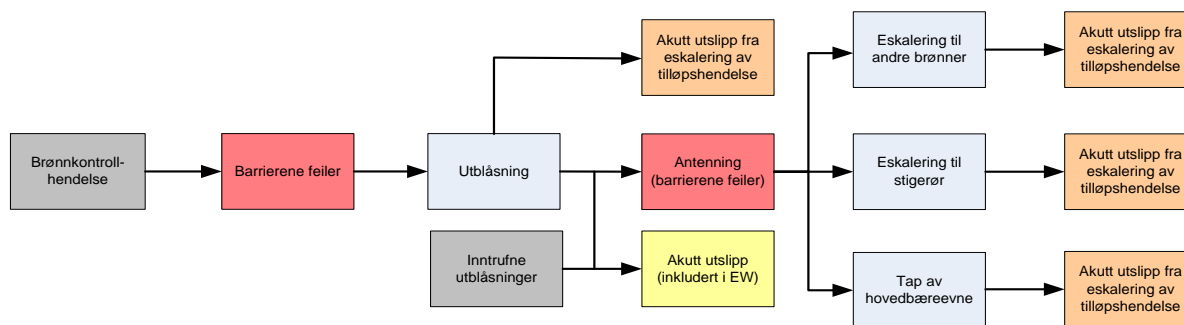
Både utblåsninger og brønnkontrollhendelser inkluderes i datagrunnlaget for brønnhendelser i RNNP, og i henhold til (Ref. 29) inkluderes grenbrønner i datagrunnlaget. Alle akutte utslipp som har inntruffet inngår i datagrunnlaget i EPIM/EW. Utslippsmengden fra en oljeutblåsning vil derfor inkluderes i EPIM/EW, og potensiell utslippsmengde som følge av utblåsningen vil følgelig ikke inkluderes i indikatoren knyttet til DFU3.

En brønnkontrollhendelse vil ikke føre til akutt utslipp av olje til luft eller sjø, men vil indikere at en større utblåsning kunne forekommet dersom barrierene ikke hadde fungert. Risikoen knyttet til akutte utslipp knyttet til brønnkontrollhendelser bestemmes ut fra følgende faktorer:

- Sannsynlighet for utblåsning, gitt brønnkontrollhendelse
- Sannsynlighetsfordeling for utslippsmengde, gitt en utblåsning.

I tillegg vurderes sannsynligheten for at en utblåsning antennes og eskalerer til andre brønner som ikke er stengt ned, sannsynligheten for at utblåsningen eskalerer til stigerør samt sannsynligheten for at en antent utblåsning fører til tap av hovedbæreevne. I denne vurderingen inkluderes både utblåsninger som har funnet sted og brønnhendelser som kunne ført til utblåsninger dersom barrierene ikke hadde fungert.

Figuren under beskriver scenarioene som vurderes med hensyn på brønnhendelser.



Figur 14 *Scenariobeskrivelse brønnhendelser*⁶

En utblåsning kan føre til akutte utslipp både til sjø og til luft. Som nevnt i delkapittel 2.4 inngår imidlertid foreløpig kun en metode for å vurdere potensielle utslipp til sjø.

3.5.1 Beregning av vekter

3.5.1.1 Utslipp fra utblåsning, gitt brønnkontrollhendelse

Vekten av hendelsestypen (DFU) nr i for innretning j , v_{ij} , kan ved en videre utvikling av beskrivelsen i delkapittel 2.7 beregnes som:

$$v_{ij} = \sum_b \left[P(U_{ijb} | DFU_{ijb}) \sum_k P(A_{ijk} | U_{ijb}) \right]$$

der U_{ijb} er utblåsning, A_{ijk} er akutt utslipp, k er utslippskategoriene og b er brønn. I RNNP skilles det mellom gassbrønner, oljebrønner, undersøkelsesbrønner og vanninjeksjonsbrønner. Den samme inndelingen videreføres i dette prosjektet. Som nevnt ovenfor er det kun brønnkontrollhendelser som inkluderes i beregningen, da en inntruffet utblåsning inkluderes i innrapporterte akutte utslipp.

⁶ Følgende fargekode er brukt i figuren: grå er hendelsene som har inntruffet og som brukes som datagrunnlag i denne analysen, gul er akutt utslipp som har inntruffet og som er inkludert i EW, rød er potensielle hendelser der en eller flere barrierer feiler og som fører til eskalering av tilløpshendelsen, lyseblå er mulige eskaleringer som følge av barrierefeil som kan føre til akutt utslipp og de oransje er akutt utslipp fra eskalering av tilløpshendelse.

3.5.1.2 Utslipp ved eskalering til andre brønner, gitt brønnehendelse

Vekten knyttet til eskalering til andre brønner er gitt ved følgende formel:

$$v_{ij} = \sum_b \left[P(U_{ijb} | DFU_{ijb}) \cdot (P(T_{ijb} | U_{ijb}) \cdot P(EB_{ijb} | T_{ijb}) + P(EB_{ijb} | H_{ijb})) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | EB_{ijb}) \right]$$

Der U_{ijb} er utblåsning, T_{ijb} er antennessannsynligheten, EB_{ijb} er eskaleringssannsynligheten til en brønn som ikke er lukket ned, H_{ijb} er tap av hovedbæreevne, A_{ijk} er akutt utslipp, k er utslippskategoriene og b er brønn. Dersom den registrerte hendelsen er en utblåsning så settes $P(U_{ijb} | DFU_{ijb})$ lik 1.

3.5.1.3 Utslipp ved eskalering til stigerør, gitt brønnehendelse

Vekten knyttet til eskalering til stigerør er gitt ved følgende formel:

$$v_{ij} = \sum_b \left[P(U_{ijb} | DFU_{ijb}) \cdot (P(T_{ijb} | U_{ijb}) \cdot P(ES_{ijb} | T_{ijb}) + P(ES_{ijb} | H_{ijb})) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | ES_{ijb}) \right]$$

Der U_{ijb} er utblåsning, T_{ijb} er antennessannsynligheten, ES_{ijb} er eskaleringssannsynligheten til stigerør, H_{ijb} er tap av hovedbæreevne A_{ijk} er akutt utslipp, k er utslippskategoriene og b er brønn. Dersom den registrerte hendelsen er en utblåsning så settes $P(U_{ijb} | DFU_{ijb})$ lik 1.

3.5.1.4 Utslipp ved tap av hovedbæreevne, gitt brønnehendelse

Vekten knyttet til tap av hovedbæreevne er gitt av følgende formel:

$$v_{ij} = \sum_b \left[P(U_{ijb} | DFU_{ijb}) \cdot P(H_{ijb} | U_{ijb}) \cdot \sum_k P(A_{ijk} | H_{ijb}) \right]$$

Der U_{ijb} er utblåsning, H_{ijb} er tap av hovedbæreevnen, A_{ijk} er akutt utslipp, k er utslippskategoriene og b er brønn. Dersom den registrerte hendelsen er en utblåsning så settes $P(U_{ijb} | DFU_{ijb})$ lik 1.

3.5.2 Sannsynlighet for utblåsning, gitt brønnehendelse

Det benyttes samme fremgangsmåte som for RNNP til å bestemme sannsynligheten for utblåsning, gitt en brønnkontrollhendelse. Brønnkontrollhendelsene er inndelt i følgende kategorier:

- Nivå 1 (tidligere Høy Risiko)
- Nivå 2 (tidligere Alvorlig)
- Nivå 3 (tidligere Regulær)

Basert på faglige vurderinger i Oljedirektoratets (nå Ptils) boremiljø i forbindelse med RNNP er det anslått betingede sannsynligheter for opptreden av utblåsning, gitt en brønnkontrollhendelse i de tre kategoriene:

- Nivå 1: 5 %
- Nivå 2: 1 %
- Nivå 3: 0,2 %

Tidligere ble det benyttet to tilleggskategorier for grunn gass; grunn gass og alvorlig grunn gass. Disse ligger nå som en underkategori i nivå 1 og 3 (Grunn gass; 3.2, alvorlig grunn gass; 1.3) Det er besluttet at hendelser knyttet til grunn gass ikke skal inngå i datagrunnlaget for brønnkontrollhendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø.

I datagrunnlaget for RNNP skilles det mellom oljebrønner, gassbrønner, vanninjeksjonsbrønner og undersøkelsesbrønner. Det er valgt å inkludere hendelser knyttet til gassbrønner på tilsvarende måte som oljebrønner i beregningen av sannsynligheter for utblåsning som kan gi utslipp til sjø. Dette anses som konservativt da en utblåsning fra en gassbrønn vil gi mindre oljeutslipp enn en utblåsning fra en oljebrønn. Ved boring av vanninjeksjonsbrønner og undersøkelsesbrønner kan man i enkelte tilfeller få utslipp av olje/gass. Det er derfor valgt å inkludere de brønnhendelsene som er knyttet til vanninjeksjonsbrønner og undersøkelsesbrønner dersom det ikke fremkommer at det ikke var potensial for akutt utslipp av hydrokarbon fra brønnen.

$P(U_{ijb}|DFU_{ijb})$ er derfor satt lik 0 dersom $b = \text{vanninjeksjonsbrønn eller undersøkelsesbrønn}$ og de er oppgitt at hendelsen ikke hadde potensial for utslipp av hydrokarbon, mens for de andre brønntypene benyttes 5 % dersom det er en brønnkontrollhendelse i nivå 1, 1 % dersom hendelsen klassifiseres som nivå 2 og 0,2 % dersom hendelsen klassifiseres som nivå 3. Som nevnt ovenfor settes sannsynligheten for utblåsning, gitt brønnhendelse, lik 1 i beregningene av eskalering til stigerør, brønn og tap av hovedbæreevne dersom utblåsningen har inntruffet. Den faktiske utslippsmengden fra en utblåsning inkluderes i innrapporterte akutte utslipp (EPIM/EW), og vil følgelig ikke inkluderes i vurderingen av tilløpshendelser.

3.5.3 Sannsynlighetsfordeling for utslippsmengde, gitt en utblåsning

I dette kapitlet vurderes den potensielle utslippsmengden, gitt en utblåsning. Merk at det kun er potensielle utblåsninger som følge av en brønnkontrollhendelse som inkluderes, da inntrufne utblåsninger inkluderes i innrapporterte akutte utslipp. Utslippsmengden, gitt en oljeutblåsning, er avhengig av varigheten på utblåsningen samt raten. Både ratene og varighetene er avhengig av om utblåsningen inntreffer topside eller subsea. Basert på dette kan sannsynligheten for de ulike mengdekategoriene, $P(A_{ijbk}|U_{ijb})$, beregnes ut fra følgende formel:

$$P(A_{ijbk} | U_{ijb}) = \sum_o P(A_{ijbok} | U_{ijbo})$$

Hvor

$$\sum_o P(A_{ijbok} | U_{ijbo}) = \sum_o P(A_{ijbok} | TU_{ijbo}) \cdot P(TU_{ijbo}) + P(A_{ijbok} | SU_{ijbo}) \cdot P(SU_{ijbo})$$

TU_{ijbo} er topsideutblåsning, SU_{ijbo} er sjøbunnsutblåsning, A_{ijbk} er akutt utslipp, k er utslippskategoriene, o er operasjonstype og b er brønn. I henhold til delkapittel 3.5.2 inkluderes ikke hendelser på vanninjeksjonsbrønner eller undersøkelsesbrønner med neglisjerbart potensialet for akutt utslipp av olje.

3.5.3.1 Utblåsningsrate

Oljeutblåsningsraten varierer mellom ulike brønner, mens som en forenkling er det i dette prosjektet antatt at brønner på det samme feltet har lik oljeutblåsningsrate. Ratene [Sm^3] for hvert felt er hentet fra NOFOs planverk (Ref. 30), og den gjennomsnittlige tettheten for feltet er så benyttet til å beregne tonn per døgn [tonn/d]. Det er valgt å kategorisere ratene i fire kategorier, hvor det for hver kategori er beregnet en representativ rate for topside - og sjøbunnsutslipp. Ratekategoriene og de representative ratene presenteres i Tabell 20.

Tabell 20 Ratekategorier og representative rate for topside- og sjøbunnsutslipp

Kategori	Intervall [tonn/d]	Overflate [tonn/d]	Sjøbunn [tonn/d]
1	1.000-2.000	1.248	1.428
2	2.000-3.000	2.752	2.568
3	3.000-4.000	3.221	3.214
4	> 4.000	4.590	6.346

De representative ratene i Tabell 20 er estimert ut fra oljeutblåsningsraten til de ulike feltene som inngår i hver kategori. En oversikt over hvilke felt som inngår i hver kategori er gitt i Tabell 21.

Tabell 21 Felt som inngår i ulike kategorier (Ref. 30)

Kategori	Intervall[tonn/d]	Felt
1	1.000-2.000	Ekofisk, Gyda, Ula, Valhall
2	2.000-3.000	Gullfaks, Snorre, Statfjord, Visund, Troll
3	3.000-4.000	Balder, Frigg, Sleipner, Varg, Oseberg, Veslefrikk, Åsgard, Heidrun
4	> 4.000	Norne, Draugen, Njord

Det er en del felt som ikke er inkludert i NOFOs planverk. Kategorisering av disse feltene er basert på (Ref. 31). I henhold til (Ref. 31) skal Eldfisk, Hod og Tambar inngå i Kategori 1, Vigdis og Kvitebjørn skal inngå i Kategori 2, mens Brage, Huldra, Glitne, Dagny, Smørbukk, Smørbukk sør, Kristin, Mikkel, Lavrans, Tyrihans, Trestakk og Midgard skal inngå i Kategori 3. Basert på (Ref. 32) inngår hendelser på Vega i kategori 3, mens hendelser på Skarv inngår i kategori 4 ut fra (Ref. 33).

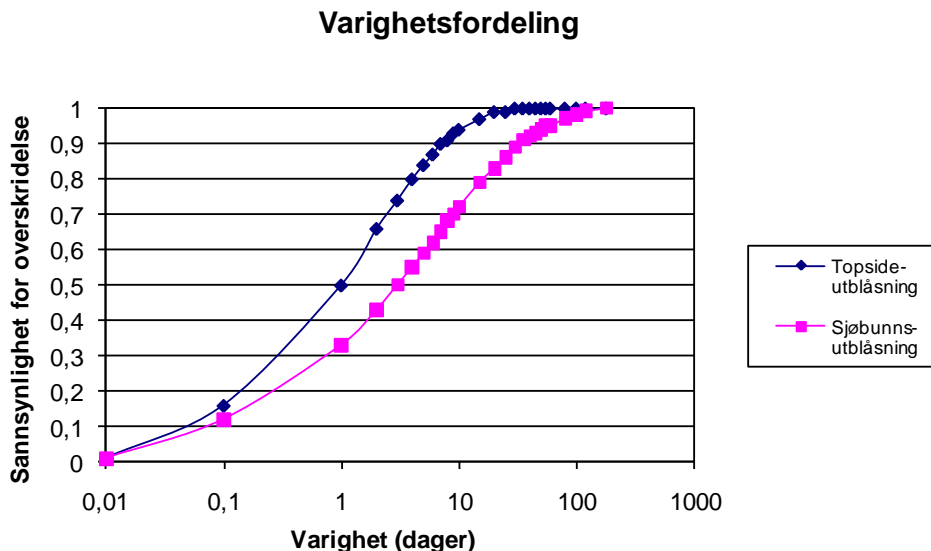
En del miljørisikoanalyser for letebrønner ble gått gjennom for å finne en representativ rate for letebrønner:

- Miljørisikoanalyse for letebrønn 35/12-2 (Grosbeak): 4.170 Sm³/d (overflateutslipp) og 3340 Sm³/d (sjøbunnsutslipp) (Ref. 34).
- Environmental Risk Assessment and Oil Spill Contingency Analyses – Well N15/12 –Pi North: Dimensjonerende rate ligger mellom 1.870 Sm³/d til 3.640 Sm³/d) (Ref. 35).
- Miljørisiko- og beredskapsanalyse for boring av letebrønn 7120/8-4 Askeladd Beta: Utslipprate 1.000 Sm³/d (Ref. 36).
- Oppsummering av miljørettet risiko og oljevernberedskap for letebrønn 2/4-20: 3.988 Sm³/d for overflateutslipp og 6.123 Sm³/d for sjøbunnsutslipp (Ref. 37).
- Environmental Risk and Preparedness Assessment for Oselvar Appraisal Well 1/3-10: max rate på 850 Sm³/d (Ref. 38).

Som disse miljørisikoanalysene viser varierer oljeutblåsningsraten mye mellom ulike felt ved leteboring. Det er derfor besluttet at ratekategori 4 alltid skal benyttes for letebrønner for å sikre konservative resultat.

3.5.3.2 Varighet

Scandpower rapporten "Blowout and Well Release Frequencies – Based on SINTEF Offshore Blowout Database, 2010" (Ref. 39) gir en oversikt over varigheter av topside- og sjøbunnsutblåsninger. Varighetskurvene presenteres i Figur 15. Det er valgt å benytte logaritmisk skala i figuren, mens det er brukt lineærinterpolering i beregningene.



Figur 15 Varighetsfordeling

Som nevnt i delkapittel 2.6.3.2 deles mengden olje inn i 6 kategorier for brønnehendelser:

- < 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

Ved å koble tidspunktet når de ulike representative ratene (topside og sjøbunn) overskrider de ulike grensene i mengdeinndelingen sammen med varighetsfordelingen i Figur 15, fremkommer en sannsynlighetsfordeling mellom de ulike mengdekategoriene, $P(A_{ijbok}|TU_{ijbo})$ og $P(A_{ijbok}|SU_{ijbo})$. Denne sannsynlighetsfordelingen presenteres i Tabell 22 for topsideutslipp og i Tabell 23 for sjøbunnsutslipp.

Tabell 22 Mengdefordeling per kategori – topsideutslipp

Kategori	< 1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20000-100.000	100.000-500.000	> 500.000
1	42 %	17 %	38 %	3 %	0 %	0 %
2	26 %	14 %	51 %	10 %	0 %	0 %
3	24 %	12 %	52 %	12 %	0 %	0 %
4	20 %	8 %	53 %	18 %	1 %	0 %

Tabell 23 Mengdefordeling per kategori – sjøbunnutslipp

Kategori	< 1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20000-100.000	100.000-500.000	> 500.000
1	26 %	11 %	41 %	18 %	4 %	0 %
2	19 %	9 %	40 %	24 %	8 %	0 %
3	17 %	7 %	38 %	27 %	10 %	0,4 %
4	13 %	4 %	34 %	29 %	17 %	3,1 %

3.5.3.3 Utslippspunkt

I henhold til Tabell 22 og Tabell 23 vil sannsynlighetsfordelingen mellom de ulike mengdekategoriene være ulik for topside- og sjøbunnsutslipp. For å finne en fordeling mellom mengdekategorien, gitt en utblåsning ($P(TU_{ijbo})$ og $P(SU_{ijbo})$), må det bestemmes hvor mange utblåsninger som er lokalisert topside og hvor mange som er lokalisert på havbunnen. I (Ref. 39) er det oppgitt en fordeling mellom utslippspunkt for boreoperasjoner, komplettering, wireline, brønnoverhaling, snubbing, kveilerørsoperasjon og produksjon. Utslipp på brønnhode, juletre eller BOP vil enten være subsea eller topside avhengig av hvilken type plattform som vurderes. For flytere med brønnhoder subsea, vil utslipp knyttet til brønnhode, BOP og juletre lokaliseres subsea, mens for faste innretninger med brønnhoder på plattformen vil utslipp knyttet til brønnhode, BOP og juletre lokaliseres topside. For TLP vil utslipp lokalisert på brønnhode fordele seg mellom 30 % på plattformen og 70 % subsea, mens utslipp knyttet til BOP og juletre inkluderes under topside utslipp.

Utslippsfordelingen for de ulike operasjonene er gitt i Tabell 24 for flytere med brønnhode subsea, Tabell 25 for faste innretninger med brønnhode topside og Tabell 26 for TLP.

Tabell 24 Utslippsfordeling – flyter med brønnhode subsea

Operasjon	Subsea	Topside
Boring	81 %	19 %
Komplettering	5 %	95 %
Wireline	75 %	25 %
Snubbing	75 %	25 %
Brønnoverhaling	64 %	36 %
Produksjon	100 %	0 %
Kveilerørsoperasjon	50 %	50 %

Tabell 25 Utslippsfordeling – fast med brønnhode topside

<i>Operasjon</i>	<i>Subsea</i>	<i>Topside</i>
Boring	27 %	73 %
Komplettering	0 %	100 %
Wireline	0 %	100 %
Snubbing	0 %	100 %
Brønnoverhaling	21 %	79 %
Produksjon	30 %	70 %
Kveilerørsoperasjon	0 %	100 %

Tabell 26 Utslippsfordeling – TLP

<i>Operasjon</i>	<i>Subsea</i>	<i>Topside</i>
Boring	56 %	44 %
Komplettering	0 %	100 %
Wireline	0 %	100 %
Snubbing	0 %	100 %
Brønnoverhaling	36 %	64 %
Produksjon	51 %	49 %
Kveilerørsoperasjon	0 %	100 %

I RNNP er det skilt mellom faste innretninger, FPU, kompleks, flyttbare og NUI. For de faste innretningene og for NUI benyttes fordelingen oppgitt for faste innretninger med juletre topside (Tabell 25), mens for FPU benyttes fordelingen for flytere med brønner subsea (Tabell 24). Det bemerkes imidlertid at to av innretningene som inngår under FPU i RNNP vil inngå under TLP (Tabell 26) når det gjelder lokasjon av utblåsninger, nærmere bestemt Snorre A og Heidrun.

Et kompleks kan bestå av både FPU og faste innretninger. Avhengig av hvilke innretninger som inngår i komplekset benyttes enten fordelingen for faste innretninger med juletre topside (Tabell 25) eller fordelingen for flytere med brønner subsea (Tabell 24).

Flyttbare innretninger kan være både av typen halvt nedsenkable og av typen jack up. Jack up-ene kan benyttes til boring/brønnoperasjoner på subseabrønner eller på innretninger med juletre lokalisert topside. I førstnevnte tilfelle behandles jack up-en på samme måte som de flyttbare som er halvt nedsenkable det vil si de inngår i kategorien flytere med brønnhode plassert subsea (Tabell 24). Dersom jack up-en utfører brønnoperasjoner/boringer på en eksisterende plattform med brønnhoder topside, inngår den i kategorien fast med brønnhode topside (Tabell 25). Figur 3 viser et eksempel på en innretning med brønnhode plassert subsea, mens Figur 5 viser et eksempel på en fast innretning med brønnhode plassert topside.

3.5.3.4 Sannsynlighetsfordeling mellom mengdekategoriene

Ved å kombinere Tabell 22 og Tabell 23 med Tabell 24, Tabell 25 og Tabell 26 fremkommer en sannsynlighetsfordeling mellom de fem mengdekategoriene for flytere, faste innretninger og TLP for hver operasjonstype og kategori. Totalt vil det være 84

ulike mengdefordelinger, $P(A_{ijb} | U_{ijb})$, ut fra type innretning, type operasjon og utslippsratekategori. Merk at j angir innretning, og dermed også innretningstype. Ratekategorien bestemmes også ut fra innretning (j) og brønn (b). Tabell 27 viser et eksempel på en slik mengdefordeling for de fire ratekategoriene, når det er gitt at operasjonstypen er boring og at det er en flyter med brønnhode lokalisert subsea.

Tabell 27 Mengdefordeling per kategori, gitt boring og flyter

Ratekategori	<1.000	1.000- 2.000	2.000- 20.000	20.000- 100.000	100.000- 500.000	>500.000
1	29 %	12 %	40 %	15 %	3 %	0 %
2	20 %	10 %	42 %	22 %	7 %	0 %
3	18 %	8 %	41 %	24 %	8 %	0 %
4	15 %	5 %	37 %	27 %	14 %	2,5 %

Alle de registrerte brønnkontrollhendelsene i RNNP har blitt klassifisert med hensyn på ratekategori, innretningstype og hvilken operasjonstype som foregikk når hendelsen inntraff. Basert på dette har sannsynlighetsfordelingen mellom de ulike mengdekategoriene blitt fastsatt.

3.5.4 Vurdering av brønnhendelser ved brann og eskalering

Ved vurdering av brann og eskalering inkluderes både brønnkontrollhendelser og inntrufne utblåsninger, da det i henhold til kapittel 3.5.2 er en gitt sannsynlighet for at en brønnkontrollhendelse utvikler seg til en utblåsning.

3.5.4.1 Sannsynlighet for brann

Ved brann vil noe av oljen brenne av, slik at man får en reduksjon i utsluppet mengde. Utblåsningen kan imidlertid vare lenger enn selve brannen, og i et slikt tilfelle vil man kun ha avbrenning i en andel av utblåsningstiden. For å ta høyde for dette er det valgt å ikke justere ned mengden utsluppet olje ved antenning, noe som vil gi konservative resultat.

Sannsynligheter for antenning beregnes ut fra følgende formel:

$$P(T_{ijb} | U_{ijb}) = \sum_o P(T_{ijbo} | U_{ijbo})$$

Hvor

$$\sum_o P(T_{ijbo} | U_{ijbo}) = \sum_o P(T_{ijbo} | TU_{ijbo}) \cdot P(TU_{ijbo}) + P(T_{ijbo} | SU_{ijbo}) \cdot P(SU_{ijbo})$$

TU_{ijbo} er topside utblåsning, SU_{ijbo} er sjøbunnsutblåsning, T_{ijb} er antenning, o er operasjonstype og b er brønn.

I henhold til delkapittel 3.5.2 er brønnhendelser knyttet til både oljebrønner og gassbrønner samt vanninjeksjonsbrønner og undersøkelsesbrønner med potensial for hydrokarbonutslipp inkludert i beregningen av indikatoren for oljeutblåsninger. Det antas at oljeutblåsninger som inntreffer subsea ikke vil antennes, da gassmengden er liten. Ved gassutblåsninger subsea vil det derimot være en sannsynlighet for at man får gass på innretningen eller skip som er tilstede ved innretningen og dermed får antenning. Siden brønnhendelser knyttet til gassbrønner er inkludert som en oljeutblåsning i beregningen av oljeutslipp, anses det som for konservativt å inkludere den som en gassutblåsning ved sannsynlighet for eskalering. Sannsynligheter for antenning $P(T_{ijbo} | SU_{ijbo})$ antas derfor å være neglisjerbar for alle operasjonstyper, gitt at utblåsningen har inntruffet subsea.

For utslipp topside beregnes antennessannsynligheter ut fra SINTEF-rapporten "Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2010" (Ref. 40). Beregningen baseres på hvor mange hendelser som historisk sett har ført til antennelse. Det er valgt å se vekk fra utblåsninger som har inntruffet subsea i tillegg til hendelser som er knyttet til grunn gass i beregningen av antennessannsynligheter for topsideutslipp. Sannsynligheter for antenning, gitt utblåsning topside, $P(T_{ijbo}|TU_{ijbo})$, presenteres i Tabell 28. I henhold til denne tabellen er den totale antennessannsynligheten 24,1 %.

Tabell 28 Sannsynlighet for antenning, gitt utblåsning topside

Ingen antennelse	Tidlig antennelse (<5 min)	Forsinket antennelse (5 min-1 time)	Sen antennelse (>1 time)	Total antenning topside
75,9 %	10,3 %	0,0 %	13,8 %	24,1 %

Sannsynlighetsfordelingen mellom topside, $P(TU_{ijbo})$, og sjøbunnsutblåsninger $P(SU_{ijbo})$ er gitt i Tabell 24, Tabell 25 og Tabell 26 for henholdsvis flyter med brønnhode subsea, fast med brønner topside og TLP. Verdiene i disse tabellene benyttes sammen med Tabell 28 for å finne antennessannsynligheter for en gitt operasjon, innretning og brønn ($P(T_{ijbo}|U_{ijbo})$).

3.5.4.2 Eskalering til andre brønner og produksjonsstigerør

Det er vurdert en sannsynlighet for at brannen eskalerer til andre brønner, noe som vil føre til økt utslipp. Eskalering til brønn oppstår dersom hovedbæreevnen tapes slik at brønnhodet ødelegges eller dersom brannen omslutter et annet brønnrør i så lang tid at tåleevnen til brønnrøret overskrides. For brønner som har juletre plassert subsea, er det kun produksjonsstigerøret og ikke selve røret mellom DHSV og brønnhode som kan eksponeres av en brann eller dersom hovedbæreevne tapes. I henhold til Tabell 20 vil utblåsninger generelt ha rater i en slik størrelsesorden at det antas at omslutning alltid vil finne sted. I tillegg har utblåsninger generelt lang varighet (se Figur 15), slik at tåleevnen til produksjonsstigerørene alltid vil overskrides. Ved eskalering til produksjonsstigerør anses det som usannsynlig at hele brønnavolumet vil slippes ut da både DHSV, ving- og master-ventil må svikte for at dette skal skje. Det er derfor bare volumet i selve produksjonsstigerøret som slippes ut ved eskalering. Denne mengden som slippes ut anses imidlertid å være neglisjerbar på grunn av relativt lite volum og at noe av oljen vil brenne av. Eskalering til produksjonsstigerør vurderes derfor ikke videre.

Sannsynlighet for eskalering til andre brønner som følge av at brønnrørets tåleevne overskrides, gitt antenning ($P(EB_{ijb}|T_{ijb})$) er gitt av følgende formel:

$$P(EB_{ijb} | T_{ijb}) = P(O_{ijb}) \cdot P(V_{ijb}) \cdot P(DHSV_{ijb})$$

Der $P(O_{ijb})$ er sannsynlighet for omslutning av en annen brønn, $P(V_{ijb})$ er sannsynlighet for at utblåsningens varighet overskrider tåleevnen og $P(DHSV_{ijb})$ er sannsynlighet for at minst en DHSV ikke er lukket.

For brønner som har juletre plassert topside, kan selve røret mellom DHSV og brønnhode eksponeres av en brann. Figur 8 viser et eksempel på en brann på sjø som kan føre til eskalering til brønn. I henhold til Tabell 20 vil utblåsninger generelt ha rater i en slik størrelsesorden at det antas at omslutning alltid vil finne sted gitt at det er andre brønner i produksjon på feltet. Basert på innrapporterte tall i RNNP er det i snitt 26,1⁷ brønner per innretning som har produksjonsbrønner, og sannsynlighet for omslutning av annen brønn, $P(O_{ijb})$, vil derfor være 100 % for produksjonsinnretninger. Ved boring og komplettering av letebrønner vil det derimot være i svært få tilfeller være produserende

⁷ Basert på innrapporterte data om brannintegritet i 2011. Antar at antall produserende brønner per innretning som har produksjonsbrønner i 2011 er representativt for perioden 2001-2011.

brønner i nærheten, slik at sannsynlighet for omslutning av en annen brønn, $P(O_{ijb})$, er neglisjerbar. I henhold til Figur 15 vil utblåsninger generelt ha lang varighet, men rørene mellom DHSV og brønnhode har generelt god beskyttelse og er designet for å tåle en lang brann. Det antas at røret vil motstå en brann i 6 timer for faste innretninger med brønnhode topside og 2 timer for TLP. Condeeper vil ha lenger brannmotstand enn 6 timer, men 6 timer benyttes også for denne typen faste innretninger med brønnhode topside, noe som vil gi konservative resultat. Sannsynlighet for at brannvarigheten overskrider 6 timer beregnes til 78,3 % ut fra Figur 15, mens sannsynlighet for at brannvarigheten overskrider 2 timer beregnes til 86,7 %. $P(V_{ijb})$ settes altså til 78,3 % dersom innretningen inngår i kategorien fast med brønnhode topside, mens den settes lik 86,7 % dersom innretningen inngår i kategorien TLP. Dersom brannen eskalerer til en brønn hvor brønnen ikke er stengt, det vil si DHSV ikke er lukket, så vil den eskalerte brannen føre til en utblåsning fra en ekstra brønn. Utblåsningsratene for topsideutblåsning er gitt i Tabell 20, mens sannsynlighetsfordelingene mellom mengdekategoriene, $P(A_{ijk}|EB_{ijb})$, er gitt i Tabell 22. I henhold til diskusjonen ovenfor er det kun innretninger som har juletre plassert topside og andre brønner i produksjon som kan føre til økt utslipp ved en brann på sjø.

Sannsynlighet for at DHSV ikke stenger er satt lik 2,1 %⁸ for hver brønn. Som tidligere nevnt er det i snitt 26,1 brønner per innretning som har produksjonsbrønner noe som medfører at det i snitt er 26,1 brønner som må stenges for å unngå eskalering. Noen av disse brønnene har produsert over langt tid slik at utstrømningen fra brønnene vil være begrenset dersom det ikke benyttes for eksempel gassløft eller ESP-pumper. Det er imidlertid ikke data tilgjengelig for å si hvor stor andel av brønnene som har utblåsningspotensial. Det er dermed konservativt valgt å inkludere 26,1 brønnene per innretning. Det antas at nedstengingen av de ulike brønnene er uavhengige hendelser. Sannsynlighet for at minst en brønn ikke er stengt ned, $P(DHSV_{ijb})$, beregnes dermed til 42,6 %, gitt at innretningen har andre brønner i produksjon. Denne verdien benyttes for boring av produksjonsbrønner, komplettering, wireline, snubbing, brønnoverhaling, produksjon og kveilerørsoperasjoner.

Ved å kombinere sannsynlighet for utblåsning topside med sannsynlighet for antenning, gitt utblåsning topside (Tabell 28), sannsynlighet for eskalering og sannsynlighet for at DHSV ikke lukker på minst en brønn, fremkommer sannsynlighet for at en utblåsning medfører utslipp fra flere brønner som følge av at brønnrørets tåleevne overskrides. Denne sannsynligheten er gitt per operasjonstype (boring av produksjonsbrønner, boring av letebrønner, komplettering av produksjonsbrønner, komplettering av letebrønner, wireline, snubbing, brønnoverhaling, produksjon og kveilerørsoperasjon) og per innretningstype (fast, flyter og TLP). Benyttede sannsynligheter for at en utblåsning antennes, eskalerer til annen brønn og gir økt utslipp presteres i Tabell 29.

⁸ Basert på innrapporterte data i RNNP fra 2002-2011.

Tabell 29 *Sannsynlighet for at en utblåsning antennes, eskalerer og gir utslipp fra en ekstra brønn som følge av at brønnrørets tåleevne overskrides*

Operasjon	Flyter	Fast	TLP
Boring og komplettering av letebrønner	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Produksjonsboring	0,0 %	6,0 %	4,1 %
Komplettering av produksjonsbrønner	0,0 %	8,2 %	9,1 %
Wireline	0,0 %	8,2 %	9,1 %
Snubbing	0,0 %	8,2 %	9,1 %
Brønnoverhaling	0,0 %	6,5 %	5,9 %
Produksjon	0,0 %	5,8 %	4,5 %
Kveilerørsoperasjon	0,0 %	8,2 %	9,1 %

Sannsynlighet for eskalering til andre brønner som følge av at tap av hovedbæreevne ($P(EB_{ijb}|H_{ijb})$) er gitt av følgende formel:

$$P(EB_{ijb} | H_{ijb}) = P(H_{ijb} | U_{ijb}) \cdot P(DHSV_{ijb})$$

Der $P(H_{ijb}|U_{ijb})$ er sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt utblåsning og $P(DHSV_{ijb})$ er sannsynlighet for at minst en DHSV ikke er lukket.

Det er gjennomgått en del risikoanalyser som er utført på innretninger med brønnhode topside for å finne typiske sannsynligheter for tap av hovedbæreevne, gitt utblåsning. Ved å se på frekvens for tap av hovedbæreevne og frekvens for utblåsning for en del innretninger med brønnhode plassert topside, er det kommet frem til sannsynligheter for tap av hovedbæreevne, gitt at man har en utblåsning ($P(H_{ijb}|U_{ijb})$). I risikoanalysene betraktes kun tap av hovedbæreevne innen 60 minutter, da det antas at alle personer vil være evakuert innen 60 minutter og at tap av hovedbæreevne på et senere tidspunkt ikke vil bidra til risiko for personell. Når man ser på akutte utslipp til sjø vil det derimot også være relevant å inkludere tap av hovedbæreevne også etter 60 minutter. Mange av de hendelsene som medfører tap av hovedbæreevne vil imidlertid også medføre eskalering til brønn som følge av at tåleevnen til brønnrøret overskrides. Det er derfor valgt ikke å øke sannsynlighetene som fremkommer fra risikoanalysene. Som nevnt ovenfor benyttes en sannsynlighet på 42,6 % på at minst en brønn ikke er stengt ned, gitt at innretninger har andre brønner i produksjon. Sannsynligheten for eskalering til brønn som følge av tap av hovedbæreevne, gitt utblåsning presenteres i Tabell 30 for de ulike innretningene som er betraktet.

Tabell 30 *Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne for innretning med brønnhode topside, gitt utblåsning*

Scenario	Innretning A	Innretning B	Innretning C	Innretning D	Innretning E	Snitt
Utblåsning	0,02 %	0,14 %	0,07 %	0,26 %	0,27 %	0,15%

Det er valgt å benytte gjennomsnittlige verdier i beregningen av sannsynlighet for tap av hovedbæreevne som fører til eskalering til brønn som ikke er stengt ned, gitt en utblåsning.

3.5.4.3 Sannsynlighet for eskalering til importstigerør og/eller eksportstigerør

Det er vurdert en sannsynlighet for at en brann knyttet til en utblåsning eskaleres til oljeimportstigerør og/eller eksportstigerør. Tilsvarende som i vurderingen av eskalering til andre brønner vurderes eskalering til import- eller eksportstigerør ut fra om brannen omslutter andre stigerør i lang nok tid til å overskride tåleevnen til stigerørene, i tillegg til at ødeleggelse av stigerørene som følge av tap av hovedbæreevne vurderes. I henhold til diskusjonen ovenfor vil en utblåsning generelt ha relativt stor rate og lang varighet. Designlasten til import- og eksportstigerør varierer mellom ulike innretninger, men generelt vil brannvarigheten til utblåsningene være lenger enn stigerørenes tåleevne. Sannsynlighet for eskalering som følge av at stigerørets tåleevne overskrides settes derfor til 100 % ved en antent oljeutblåsning. Utslippet fra oljeimport- og/eller eksportstigerørene vil imidlertid være lavt i forhold til utslippet fra utblåsningen, og utslippet anses som neglisjerbart når det tas hensyn til at noe av oljen vil brenne av. Det er derfor ikke gjort en videre vurdering av økt utslipp som følge av eskalering til oljeimport- og/eller oljeeksportstigerør.

3.5.4.4 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne og økt utslipp.

En brann på sjø kan true innretningens bæreevne. I henhold til tidligere diskusjon er det kun innretninger som har lagring som inkluderes i vurderingene av økt utslippsmengde som følge av tap av hovedbæreevne. Tap av hovedbæreevne som fører til utslipp fra brønn eller stigerør er inkludert under eskalering til stigerør og eskalering til brønn. For innretninger som ikke har lagring, vil oljevolumene være begrenset og en del av oljen vil brenne av på sjøen, slik at utslippsmengden anses å være neglisjerbar.

For FPSO-er hvor man har lagring kan en brann som fører til tap av hovedbæreevne medføre betydelige utslipp. I henhold til delkapittel 3.5.3.3 deles brønnaktivitetene inn i produksjon, boring, komplettering, wireline, snubbing, brønnoverhaling og kveilerørsoperasjoner. Av disse sju aktivitetene er det kun produksjon som foregår på en FPSO, noe som innebærer at en utblåsning aldri vil inntreffe topside (se Tabell 24). I henhold til diskusjonen ovenfor er sannsynlighet for antenning neglisjerbar, gitt at utblåsningen inntreffer subsea. Sannsynlighet for at en utblåsning fører til tap av hovedbæreevnen $P(H_{ijb}|U_{ijb})$ anses derfor som neglisjerbar for FPSO-er.

I henhold til delkapittel 3.1 vil en del condeeper ha lagring av olje subsea, og fordi det ikke er sjøbunnsventiler kan tap av hovedbæreevne medføre utslipp av olje.

Det er gått igjennom en del risikoanalyser som er utført på condeeper. Ved å se på frekvens for tap av hovedbæreevne og frekvens for utblåsning for en del condeeper, er det kommet frem til en sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt at man har en utblåsning ($P(H_{ijb}|U_{ijb})$). Også for utblåsning er det besluttet å doble sannsynlighetene som fremkommer fra risikoanalysene for å ta hensyn til at tap av hovedbæreevne etter 60 minutter også kan føre til akutt utslipp. Sannsynligheter for tap av hovedbæreevne, gitt en utblåsning ($P(H_{ijb}|U_{ijb})$), presenteres i Tabell 31 for de ulike condeepene som er betraktet.

Tabell 31 Sannsynlighet for tap av hovedbæreevne condeep, gitt utblåsning

Scenario	Condeep A	Condeep B	Condeep C	Snitt
Utblåsning	2,20 %	2,21 %	12,7 %	5,70 %

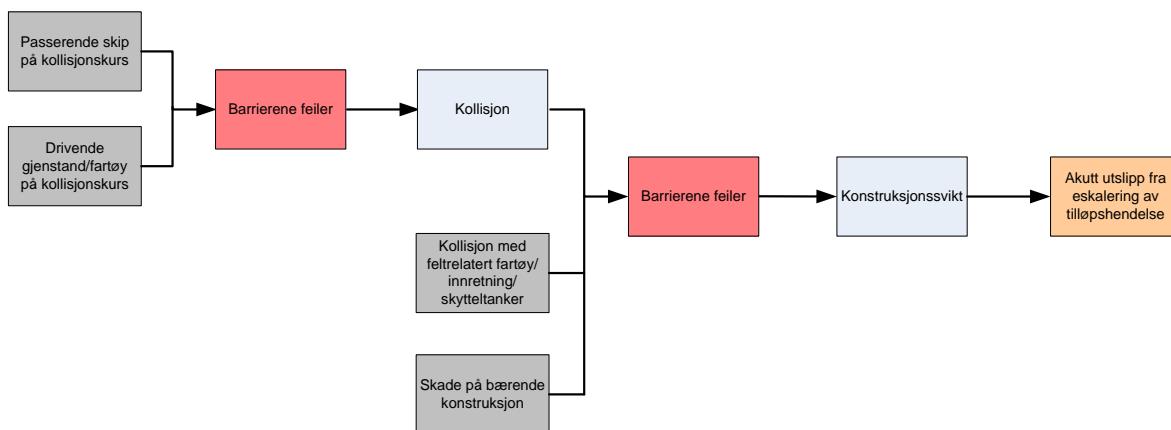
Det er valgt å benytte den gjennomsnittlige verdien i beregningen av sannsynlighet for tap av hovedbæreevne, gitt utblåsning.

Oljemengden som slippes ut ved tap av hovedbæreevne vil være avhengig av oljemengden i lagercellene. Utslippsmengden ved tap av hovedbæreevne for condeeper er vurdert i delkapittel 3.2.3.2, og utslippsmengden vil inngå i kategorien 20.000-

100.000 tonn i 91 % av tilfellene og i kategorien 100.000-500.000 tonn i de resterende 9 % av tilfellene. Disse verdiene brukes for $P(A_{ijbk}|H_{ijb})$ ved beregning av vekten knyttet til tap av hovedbæreevne.

3.6 Metode for risikoindikator for akutte utslipp – Konstruksjonsskader (DFU5-8)

For å vurdere risiko for akutte utslipp forårsaket av konstruksjonsskader, er det nyttig å dele opp innretningene i forhold til potensialet for akutte utslipp. Scenarioet skade på stigerør som følge av kollisjon vil ikke gå inn i hendelseskategorien DFU9 – Skade og lekkasje på undervanns produksjonsanlegg/rørledninger/stigerør/brønnstrømsrørledninger/lastebøyer/lasteslanger, men klassifiseres her som konstruksjonsskade (DFU5-8). Tilsvarende vil utblåsning som følge av kollisjon ikke gå inn i hendelseskategorien DFU3-Brønnhendelser, men klassifiseres som konstruksjonsskade (DFU5-8). Figuren under beskriver scenarioene som vurderes.



Figur 16 **Scenario beskrivelse konstruksjonsskader**⁹

3.6.1 DFU5 - Passerende skip på kollisjonskurs

3.6.1.1 Modelling av indikatorer for akutt utslipp

Risikoindikatoren for akutte utslipp knyttet til skip på kollisjonskurs kan uttrykkes ved hjelp av sannsynligheter for kollisjon gitt hendelsen, kombinert med sannsynligheter for akutt utslipp gitt kollisjon, og fordeling av utslippsmengde. Etter innspill fra Safetecs fagmiljø innen kollisjonsstudier har følgende modellering blitt benyttet som en overordnet grovvurdering, hvor v_{ij} kan ved en videre utvikling av beskrivelsen i kapittel 2.7 beregnes som:

$$v_{ij} = P(K_{ij} | DFU_{ij}) \sum_k P(A_{ijk} | K_{ij})$$

der K_{ij} er kollisjon, A_{ij} er akutt utslipp, og k er utslippskategoriene.

⁹ Følgende fargekode er brukt i figuren: grå er hendelsene som har inntruffet og som brukes som datagrunnlag i denne analysen, gul er akutt utslipp som har inntruffet og som er inkludert i EW, rød er potensielle hendelser der en eller flere barrierer feiler og som fører til eskalering av tillophendelsen, lyseblå er mulige eskaleringer som følge av barrierefeil som kan føre til akutt utslipp og de oransje er akutt utslipp fra eskalering av tillophendelse.

3.6.1.2 Kategorisering av utslippsmengde gitt utslipp

Hvilken mengdekategori et utslipp ender opp i kan grovt sett fastsettes basert på om innretningen lagrer store mengder råolje eller ikke, og om det er potensial for eskalering til utblåsning eller stigerørslekkasje. Informasjon om lagring er tilgjengelig ved å dele opp innretningene i to kategorier:

- 1 De som har rørledningstransport av råolje, eller kun gassproduksjon, vil ha begrensede mengder råolje lagret
- 2 De som ikke har rørledningstransport vil ha større mengde råolje lagret.

Dermed vil nødvendig input for å uttrykke utslippsmengde fra lagre være:

- a) Kategorisering av hvilke innretninger som lagrer råolje.
- b) Typiske verdier for utslippsmengde gitt et utslipp for kategori 1 og 2.

Utslippsmengde fra FPSO

For FPSO-er er det som beskrevet i kapittel 3.2.3.1 vanlig med rundt 120.000-150.000 tonn lagret fordelt på ti tanker. Det mest sannsynlige scenariet ved en lekkasje, er at det kun er utslipp fra én tank, det vil si potensielt 12.000-15.000 tonn utslipp. Tankene varierer fra å utnytte lagringskapasiteten 0 % til 100 %, og som en middelværdi kan man anta at 50 % av lagringskapasiteten utnyttes (6.000-7.500 tonn). Dermed, ved brudd på en enkelt tank, vil utslippkategorien 2.000-20.000 tonn benyttes. Det vil ta tid før hele innholdet slipper ut, men alt vil vaskes ut.

Det er vurdert av Safetecs maritime fagmiljø at det gitt et akutt utslipp på grunn av kollisjon kan sies å være 10 % sannsynlighet for at hendelsen eskaleres på grunn av brann, og at mesteparten av tankvolumet slippes ut. Det vil si at det er 10 % sannsynlighet for utslipp på 60.000-75.000 tonn, som igjen vil si at kategorien 20.000-100.000 tonn benyttes for dette scenariet.

For utblåsning opprettes det ikke en egen kategori. På flytende produksjonsinnretninger kan det tenkes at produksjonsstigerør river opp juletre og gir en utblåsning, men sannsynligheten anses som neglisjerbar. For faste innretninger er dette scenariet ikke aktuelt.

For indikatorer som framstiller *forventet utslippsmengde*, benyttes en geometrisk middelværdi for å fastslå tyngdepunktet innen hver mengdekategori.

Utslippsmengde fra condeep

I henhold til delkapittel 3.2.3.2 er det vanlig med et volum på rundt 200.000 tonn på lagercellene til en condeep. Gjennomsnittlig fyllingsgrad er ca. 55.000 tonn. Lagrene vil sjelden fylles helt opp, ettersom dette vil bety at man må stenge ned produksjonen. Det antas at lagrene ved anløp av en skytteltanker vanligvis er fylt opp slik at skytteltankeren kan få med seg hele volumet. Et typisk volum på tankene i skytteltankerene er 110.000 tonn. Det antas at det vil være mellom 100.000 og 500.000 tonn lagret i 9 % av tiden. De resterende 91 % av tiden anses volumet å være i kategorien 20.000 – 100.000 tonn.

Videre kan det argumenteres for at kollisjon kan skade prosessanlegget, og dermed gi en prosesslekkasje. Ved et slikt scenario vil trolig allerede lagrene være skadet, og ekstra utslipp vil være minimalt. For de innretningene som ikke har lagring, vil dette være en aktuell kategori. Her kan utslippene sammenlignes med sannsynligheten for at en prosesslekkasje ender opp i høyeste relevante mengdekategori.

For et skip på kollisjonskurs er det forbundet en risiko for kollisjon med et stigerør tilhørende plattformen og det antas at en slik kollisjon vil medføre brudd på stigerøret. Som presentert i delkapittel 3.2.4.1 antas det at 99 % av bruddene vil medføre utslipp i den laveste mengdekategorien (<1.000 tonn), mens 1 % antas å medføre utslipp i kategorien 1.000 – 2.000 tonn.

3.6.1.3 Kvantifisering av kollisjonssannsynlighet gitt skip på kollisjonskurs

Kategorier for $P(K_{ij}|DFU_{ij})$ kan fastsettes basert på arbeidet som tidligere er gjort i RNNP. Her er sannsynlighet for kollisjon, gitt skip på kollisjonskurs satt til 1,1 %.

Det kan diskuteres om det er fornuftig å nyansere denne sannsynligheten basert på havområde (Nordsjøen, Norskehavet eller Barentshavet), men gitt at hendelsen skip på kollisjonskurs allerede er inntruffet, antas ingen grunn til $P(K_{ij}|DFU_{ij})$ skal variere i de tre områdene.

3.6.1.4 Kvantifisering av sannsynlighet for akutt utslipp gitt kollisjon

Kategorier for $P(A_{ij}|K_{ij})$ kan grovt sett fastsettes basert på bevegelsesenergi (fart og masse i den rapporterte hendelseskategori), og kan nyanseres i forhold til motstandsevne mot kollisjon som de ulike innretninger (condeep, jacket, flytende og så videre) har.

Følgende kategorier foreslås opprettet, etter innspill fra Safetecs fagmiljø innen kollisjonsstudier:

- Sannsynligheten for at det skal bli en lekkasje på en condeep anses som særdeles lav. Det er mulighet for skade av innretningen, men lekkasjesannsynligheten er lav. Her er det foreslått en sannsynlighet som er 1 % av sannsynligheten $P(A_{ij}|K_{ij})$ på andre innretninger som presenteres nedenfor.
- For andre innretninger som har hydrokarboner, kan det benyttes en sannsynlighet på $P(A_{ij}|K_{ij})=10\%$, som et gjennomsnitt for kollisjon med store og små fartøy. Fiskefartøy som fisker holdes utenom, da er for små til å kunne gi akutt utslipp fra innretningen. Man skal være klar over at det nå er standard prosedyre for FPSO-er at baugen dreies mot skip som er på kollisjonskurs. Det er tatt hensyn til dette i alle sannsynlighetene ovenfor.
- Har man fått en kollisjon som har energi nok til å gi akutt utslipp, vurderes det at det er 10 % sannsynlighet for at det fører til en utblåsning, for de installasjonskategoriene som anses som relevant.
- For utslipp fra produksjonsstigerør benyttes typiske sannsynligheter for at kollisjonen treffer og skader stigerør fra totalrisikoanalyser. Ved å gå gjennom relevante risikoanalyser ser man at disse sannsynlighetene ligger rundt 20 %.
- For utslippskategorien 100.000-500.000 tonn fra condeep benyttes en utslippsmengde på 110.000 tonn som et tyngdepunkt.

3.6.2 DFU6 - Drivende gjenstand/fartøy på kollisjonskurs

Samme struktur som for DFU5 - Passerende skip på kollisjonskurs kan benyttes for å beskrive risiko for akutte utslipp forbundet med drivende gjenstand/fartøy på kollisjonskurs (DFU6). Den største forskjellen er at sannsynlighet for akutt utslipp blir langt lavere, og at sannsynlighet for kollisjon blir lavere. Nedenfor vises hvordan hendelsene registrert i kategorien DFU6 kan settes i perspektiv.

3.6.2.1 Kvantifisering av utslippsmengde gitt utslipp

Her er samme struktur som for DFU7 - Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker benyttet, med unntak av at lekkasje fra losseslange ikke er et relevant scenario (se delkapittel 3.6.3).

3.6.2.2 Kvantifisering av kollisjonssannsynlighet gitt drivende gjenstand/fartøy på kollisjonskurs

Kategorier for $P(K_{ij}|DFU_{ij})$ kan fastsettes basert på arbeidet som tidligere er gjort i RNNP. Her er sannsynlighet for kollisjon, gitt DFU6, angitt til 0,2 %, det vil si ca en femtedel av

sannsynligheten som er benyttet for DFU5-Skip på kollisjonskurs. Som for DFU5-Skip på kollisjonskurs anses det ikke å være forskjeller i sannsynlighet basert på havområde eller design av innretning.

3.6.2.3 Kvantifisering av sannsynlighet for akutt utslipp gitt kollisjon

Bevegelsesenergien vil i mange tilfeller for drivende gjenstander/fartøy være lavere enn for passerende skip, og dette reflekteres i $P(A_{ij}|K_{ij})$. I metodebeskrivelsen for RNNP nevnes det at kollisjonsenergien er begrenset ettersom drivhastigheten ofte er under 1 knop, i ekstreme tilfeller opptil 2 knop. Massen kan på den andre side ofte være betydelig, men energinivået blir likevel begrenset, sjelden over 10 MJ. Dermed er ikke utslipp fra lager et realistisk scenario, men på samme måte som i DFU7 - Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker kan en kollisjon skade stigerør. For dette scenariet benyttes samme sannsynlighet for akutt utslipp og sannsynlighetsfordeling for mengdekategoriene som for DFU7 - Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker (se delkapittel 3.6.3).

3.6.3 DFU7- Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker

Dette delkapitlet viser hvordan hendelser knyttet til DFU7-Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker kan settes i perspektiv. Hendelsene som inkluderes er de som defineres som store kollisjoner etter kriteriene:

- Kollisjon med uautoriserte fartøy
- Kollisjon fartøy over 5000 tonn (dwt).
- Kollisjon med høy hastighet
- Særlige forhold som når en får et stort antall kollisjoner med et fartøy som ikke kommer seg unna.

For denne type tilløpshendelse er det registrert få hendelser og de registrerte hendelsene er av svært ulik karakter. Det er derfor ikke utviklet en generell metode, men hver hendelse har blitt behandlet spesifikt. For denne hendelseskategorien har kollisjon allerede inntruffet, så her er spørsmålet hvilken sannsynlighet som bør brukes for akutt utslipp gitt kollisjon, og hvilken sannsynlighet som brukes for hver kategori av utslippsmengde.

Vi kan dele hendelsene i to kategorier:

1. Standby, beredskapsfartøy, ankerhåndtering og lignende, typisk under 10.000 dødvekttonn
2. Skytteltanker.

Fartøyene i kategori 1 har i de aller fleste tilfeller ikke potensial til å føre til akutte utslipp, med unntak av når innretningen er en FPSO. Fartøyene kan treffe hvor som helst på innretningen, noe som medfører at tankseksjonen i en FPSO kan treffes, og med stor fart kan et slikt fartøy i ekstreme tilfeller penetrere gjennom dobbeltskrog og forårsake utslipp fra en tank.

Hendelsesstatistikken benyttet i den første årsrapporten i dette prosjektet viste at vekten til objektet ble rapportert i 92 % av tilfellene. Dessuten rapporteres skipets treffpunkt, men hastighet rapporteres ikke. De to alvorligste hendelsene for personellsikkerhet anses å være en kollisjon på 55 MJ mellom skytteltanker og lagerskipet Njord B i 2006, og kollisjon med Ekofisk 2/4P i 2005. Ettersom Ekofisk 2/4P er nedstengt, anses risiko for akutt utslipp å være neglisjerbar for denne hendelsen.

For skytteltankere (kategori 2) som treffer FPSO kan energien være betydelig, men skytteltankere kan ikke treffe FPSO i tankseksjonen. De ligger rett aktenfor i lastekondisjon, og kommer opp mot akterenden før tilkopling, og går rett ut fra akterenden etter avsluttet lasting. Så selv om energinivået kan være relativt høyt, anses sannsynlighet for å penetrere inn i en lastetank som neglisjerbar. Derimot kan man få en ulykke med en lasteslange. Her er den eneste aktuelle utslippskategorien < 1.000 tonn. Det har blitt benyttet en sannsynlighet $p=10\%$ for dette scenariet.

Hendelser som hører under kategori 1 vektes ut i fra følgende vurdering:

- Akutt utslipp fra lager er kun et aktuelt scenario for FPSO.
 - Hendelsesdata for de siste 10 år viser at 2 av 57 (3,5 %) har skjedd i en hastighet på over 3 knop. Kun kollisjoner i større hastigheter anses å ha potensial til å gi akutt utslipp. Her kan man få lekkasje fra en tank på en FPSO, det vil si utslipp i kategorien 2.000 – 20.000 tonn.
- Akutt utslipp fra stigerør/brønnrør er aktuelt for alle innretningstyper som produserer olje eller er involvert i brønnoperasjoner.
 - Konservativt har det blitt benyttet samme sannsynlighet (3,5 %) og volum (2.000 – 20.000 tonn) som ovenfor samt at alle hendelser for flyttbare innretninger inkluderes.

3.6.4 DFU8 - Skade på bærende konstruksjon

Det er veldig stor variasjon i hendelsestypene som rapporteres innen DFU8-Skade på bærende konstruksjon. I tillegg er det registrert relativt få hendelser. Det er derfor ikke utviklet en generell metode, men hver hendelse har blitt behandlet spesifikt. En del av hendelsene er operasjonelle, for eksempel at man får "drive-off" på grunn av feil manuell inntasting av anker-data. Slike operasjonelle hendelser har blitt fjernet når man her ser på risiko for akutte utslipp. Dermed står man igjen med hendelser knyttet til sprekker som kan videreutvikle seg. Alle hendelser med sprekker på innretninger med lagring er konservativt inkludert.

For hendelseskategorien "Drivende gjenstand på kollisjonskurs" ble det besluttet at på grunn av det lave antallet hendelser, så var det ikke formålstjenlig å dele opp indikatoren for hvert havområde, men heller bruke en lik verdi for alle havområdene. På grunn av det lave antallet hendelser forbundet med skade på bærende konstruksjon har samme tilnærming blitt benyttet her.

Fra datamaterialet til RNNP kan det utledes en sannsynlighet for totaltap per registrerte hendelse i denne kategorien for flytende produksjonsenheter på 0,14 %. Denne sannsynligheten har blitt benyttet også for RNNP-Akutte utslipp, og anses prinsipielt å også dekke hendelsestypen tankeeksplosjon på FPSO. Dette scenariet medfører utslipp av hele det lagrede volum. I delkapittel 3.2.3.1 argumenteres det for at det lagrede volum vil være kategorien 20.000 – 100.000 tonn, og det er valgt å benytte samme volum for denne hendelseskategorien.

3.7 Tanktransport med skytteltankere

Risikoindikator for akutte utslipp i forbindelse med transport av råolje fra feltene til land med skytteltankere etableres på tilsvarende måte som rørledningstransport. Det ikke vært mulig å samle inn data om antall skipstransporter fra hvert felt i dette prosjektet, slik at en har valgt en forenklet måte for å etablere risikoindikatorer for oljetransport med skytteltankere.

Skytteltankerene som benyttes for transport til land er i all hovedsak av typen med bauglasting, noen få har APL undervannslastesystem, for eksempel de to skytteltankerene som benyttes for last fra Heidrun-feltet. Alle skytteltankere er grovt sett av samme størrelse, 120.000-140.000 m³ tankkapasitet. I og med at størrelsen er noenlunde lik, er det tilstrekkelig å betrakte produksjon på de felt som betjenes av skytteltankere, for å få en indikasjon på utviklingen av antall skipslaster med skytteltankere.

Produksjon av råolje fra norske felt ilandføres i all hovedsak til norske havner, med få unntak. De få laster som går til utenlandske havner er sett bort fra i denne sammenheng.

Fra råoljeterminalen på Sture og fra terminaldelen av Mongstad anlegget skipes det ut betydelige volumer råolje (uraffinert). Denne transporten er ikke innregnet i produksjon av hydrokarbon på sokkelen, men assosieres med landanleggene som skiper dette ut.

Siden landanleggene ikke er dekket i dette prosjektet, er utskippingen fra terminalene ikke inkludert.

Fra Oljedirektoratets nettsider finnes detaljerte produksjonsdata for alle felt per måned og år for norsk sokkel tilgjengelig. Denne informasjonen er koblet med informasjon om hvilke felt – relatert til hvert forvaltningsplanområde – som har eksport med skytteltanker, og det framkommer derved fordelinger som viser trendene.

Det skal bemerkes at oppdelingen i forvaltningsplanområder basert på lokalisering av feltene er en sterk forenkling. Skytteltankertransporten til land fra alle felt i Norskehavet skjer til terminaler og raffinerier i Sør-Norge, altså området Nordsjøen (inkl. Skagerrak). Denne forenklingen kan ikke unngås før en får mer detaljerte inngangsdata per felt.

3.8 Registrering av ytelsen til barriere-elementer

Som nevnt i delkapittel 2.4 eksisterer det store mengder testdata i RNNP-rapportene (Ref. 8) som kan brukes til analyse av påliteligheten til relevante barriereelementer. Disse presenteres ikke her, og det henvises til RNNP-rapportene for en presentasjon av slike testdata. I dette kapitlet presenteres derimot en metode for å registrere barriereytelse i *rapporterte tilløpshendelser*. Den nye analysen i denne rapporten må i stor grad kun ses på som et supplement av eksisterende data. På grunn av det store omfanget av barrieretestdata i RNNP anses denne datatypen som i seg selv mer velegnet for å få en fullstendig oversikt over ytelse av påliteligheten til barriereelementer enn analysen av registrert barriereytelse. Det bemerkes at testdata for manuell initiering av nedblåsning, manuell initiering av isolering, manuell gassdeteksjon og barrieren oppsamling ved hydrokarbonutslipp topside ikke er inkludert i RNNP, men betraktes i denne rapporten. Barrierer for prosesslekkasjer (DFU1)

Innrapporterte data i RNNP for hendelser på norsk sokkel i perioden 2003-2011 benyttes for å analysere barrierer. Data fra de ulike operatørene benyttes som utgangspunkt for å etablere en oversikt over hvilke barrierer som har fungert og hvilke som har sviktet ved de inntrufne hendelsene. Det er store forskjeller i hvor detaljert barriereaspektet har blitt innrapportert for de ulike hendelsene. Det tas kun utgangspunkt i de hendelser hvor granskningsrapporter er tilgjengelige slik at hendelser hvor kun synergibeskrivelser er tilgjengelige utelukkes fra barriereanalysen, da datagrunnlaget anses å være utilstrekkelig. Det er kun hendelser med rate > 0,1 kg/s som inkluderes i RNNP på grunn av at de med lavere rate har neglisjerbar sannsynlighet for å kunne føre til eskalering. En lekkasje under 0,1 kg/s kan imidlertid føre til betydelige utslipp til sjø, gitt at varigheten er lang nok. På grunn av begrenset informasjon i databasen for innrapportering av akutte utslipp har det ikke vært mulig å koble de registrerte lekkasjene i RNNP opp mot hendelsene i databasen, slik at det har ikke vært mulig å se om noen av de hendelsene som har ført til akutte utslipp til sjø har hatt en rate < 0,1 kg/s. Det har heller ikke vært mulig å foreta en vurdering av barrierer ut fra data tilgjengelig i databasen. Det er som tidligere nevnt ikke registrert noen antente prosesslekkasjer i det gitte tidsrommet, så antente prosesslekkasjer vil ikke inngå i barriereanalysen. I prosjektet baseres dermed barriereanalysen på de innrapporterte data for uantente prosesslekkasjer (DFU1) med rate > 0,1 kg/s hvor granskningsrapporter er tilgjengelig.

For uantente prosesslekkasjer er det fire barrierer som er ansett som relevante i forhold til utslipp til sjø:

- Deteksjon
- Nedstengning
- Trykkavlastning
- Oppsamling

For deteksjon, nedstengning og trykkavlastning skilles det mellom manuelt aktivert og automatisk aktivert barrierer.

I gjennomgangen av barrierer er det vurdert om barrieren har fungert (JA) eller ikke fungert (NEI), N/A benyttes for de tilfellene hvor det ikke er noe data på den aktuelle barrieren i granskningen, eller i de tilfellene hvor aktivering av barrieren ikke har vært nødvendig å iverksette. I tillegg er tidsaspektet, det vil si tid til manuelt aktiverte barrierer er iverksatt, undersøkt. Dette er gjort for å kunne si noe om den manuelle inngripen har ført til en reduksjon i akutt utslipp. For eksempel vil en gasslekkasje alltid oppdages, men det er kun innenfor et gitt tidsaspekt at deteksjonsbarrieren bør anses å ha fungert. Rapporteringen i granskningsrapportene har imidlertid vært mangelfull med hensyn på tid til manuell aktivering av de ulike barrierene, slik at resultater for dette ikke er presentert i dette prosjektet.

3.8.1.1 Deteksjon

Barrieren "Deteksjon" har blitt inndelt i to underkategorier for å kunne gi en best mulig framstilling av statistikken på hvor ofte barrieren fungerer eller svikter. De to kategoriene er:

- Automatisk deteksjon – gassdetektorer har blitt aktivert
- Manuell deteksjon – oppdaget av personell på innretningen (detektorer har ikke blitt automatisk aktivert, eventuelt aktivert på et senere tidspunkt).

I noen tilfeller har både manuell og automatisk deteksjon fungert. I de tilfeller hvor manuell deteksjon har ført til varsling av SKR, og deretter har medført igangsettelse av andre sikkerhetssystemer vil den manuelle deteksjon krediteres selv om gassdetektorene blir aktivert i ettertid. I tilfeller der manuell deteksjon har fungert, men detektorene har slått ut før noen aksjoner har blitt satt i gang, vil den automatiske deteksjonen bli kreditert.

3.8.1.2 Nedstengning

Barrieren "Nedstengning" har blitt inndelt i tre underkategorier for å kunne gi en best mulig framstilling av statistikken på hvor ofte barrieren fungerer eller svikter. De tre kategoriene er:

- Automatisk nedstengning – initiert automatisk ved automatisk gassdeteksjon, deretter automatisk nedstengning
- Halvautomatisk nedstengning – initiert manuelt fra SKR ved gassdeteksjon (manuell eller automatisk), deretter automatisk nedstengning
- Manuell nedstengning – operatør har manuelt stengt ventil for å stoppe lekkasjen.

For noen av hendelsene som inngår i barriereanalysen har både manuell og automatisk nedstengning fungert. I de tilfeller hvor det er manuell nedstengning som stopper selve lekkasjen, og automatisk nedstengning aktiveres i etterkant av dette, vil den manuelle nedstengningen krediteres, mens det vil settes N/A på den automatiske.

3.8.1.3 Trykkavlastning

Barrieren "Trykkavlastning" har blitt inndelt i to underkategorier for å kunne gi en best mulig framstilling av statistikken på hvor ofte barrieren fungerer eller svikter. De to kategoriene er:

- Automatisk initiert trykkavlastning – initiert automatisk ved automatisk gassdeteksjon
- Manuelt initiert trykkavlastning – initiert manuelt fra SKR ved gassdeteksjon (manuell eller automatisk).

Dersom det framgår av granskningsrapporten at problemer med trykkavlastning er årsak til at en lekkasje har oppstått antas det at barrieren "Trykkavlastning" heller ikke vil fungere, verken automatisk initiert eller manuelt initiert.

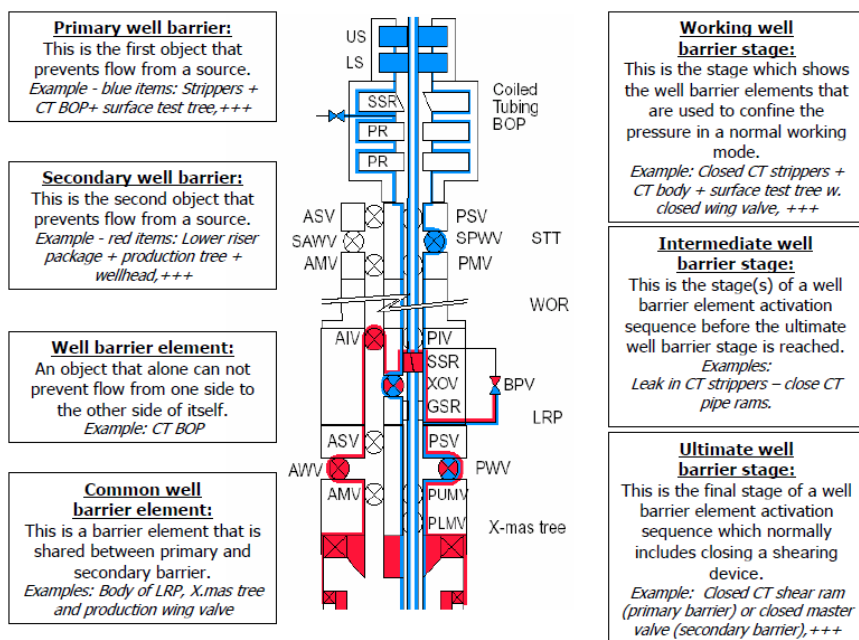
3.8.1.4 Oppsamling

Barrieren "oppsamling" inkluderes for å framskaffe en statistikk på hvor ofte oppsamling fungerer, feiler eller hvor selskapene ikke har innrapportert hvordan et utslipp har blitt håndtert. Det er kun sett på oppsamling av akutte utslipp av olje.

Et utslipp er antatt oppsamlet hvis det ikke har ført til utslipp til sjø. I tilfeller hvor et oljeutslipp ikke fører til utslipp til sjø på grunn av tett dekk, antas dekket å være en fungerende barriere. Andre barrierer vil være tanker, oppsamlingstrau og lignende.

3.8.2 Barrierer for brønnehendelser (DFU3)

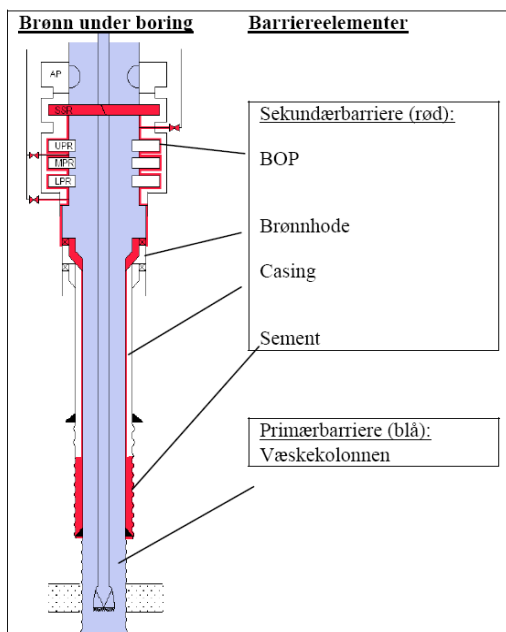
Under utføring av bore- og brønnaktiviteter stilles det krav i NORSOK D-010 (Ref. 41) og aktivitetsforskriften om to uavhengige brønnbarrierer for å hindre utblåsning. Disse kalles henholdsvis primær- og sekundærbarrieren. Figur 17 viser en skisse og beskrivelse av de ulike barriereelementene i en brønn (Ref. 41).



Figur 17 Beskrivelse av de ulike barriereelementene i en brønn (Ref. 41)

Hvilke barrierer som er til stede vil imidlertid variere etter hvilken operasjon som foregår. I henhold til delkapittel 3.5.3 er det valgt å dele operasjonene inn i 7 ulike kategorier med hensyn på utslippskategori; boring, komplettering, wireline, snubbing, brønnoverhaling, produksjon og kveilerørsoperasjoner. Basert på innrapporterte brønnehendelser i RNNP inntreffer mesteparten av hendelsene under boring. Det ble derfor besluttet kun å se på barrierer for boring i prosjektet, da datagrunnlaget for de andre operasjonene vil være for tynt. Dette ble gjort for data fra 2009. Datagrunnlaget ble ansett til å være meget tynt og analysen ga derfor lite informasjon, analysen er derfor ikke videreført i etterkant.

Barriereskjema for boring er vist i Figur 18.



Figur 18 Barrierskjema vist for en brønn under boring (Ref. 41)

Brønnbarrierene under boring er:

- Primærbarriere
 - Væskekolonne
- Sekundærbarriere
 - BOP
 - Brønnhode
 - Casing
 - Sement

Primærbarrieren under boring er væskekolonnen. Den består av boreslam som er en blanding av leire, kjemikalier, vann eller olje. Boreslammet skal blant annet holde trykket i brønnen under kontroll for å unngå innstrømning av olje og gass i brønnen. Sekundærbarrieren under boring ivaretas av utblåsningssikringen på toppen av brønnhodet (BOP), føringsrørene i brønnen (casing) i tillegg til sement som fester og tetter mellom føringsrør og formasjon.

Før en aktivitet begynner, skal det foreligge en plan for korrigeringsiltak som skal iverksettes dersom primærbarrieren svikter. En brønnkontrollsituasjon inntreffer ved utilsiktet innstrømning av formasjonsvæske (olje, gass eller vann) i brønnen fra reservoaret under boring. Kravene til et system for brønnkontroll skal ivareta følgende punkter:

- Detektere innstrømning tidlig
- Stabilisere brønnen ved bruk av slam
- Drepe brønnen ved bruk av drepeslam
- Stenge inn brønnen ved å lukke utblåsningsventilen (BOP)
- Sirkulere ut formasjonsvæske til overflaten
- Trekke borestrengen under trykk
- Lede innstrømningsvæsken bort fra innretningen.

Operatørfeil relatert til en eller flere av disse punktene kan i verste fall lede til en utblåsning.

Prosjektteamet har kun hatt tilgang til beskrivelse av hendelsene i CDRS og i innrapporterte filer i Hendelsesdatabasen til Ptil. Informasjonen i disse filene har vært relativt begrenset, slik at det har vært vanskelig å analysere hvilke av barrierene oppgitt

i NORSOK D-010 som har fungert og hvilke som har sviktet ved de innrapporterte brønnhendelsene. Datagrunnlaget har også vært for lite å kunne gjøre en analyse av system for brønnkontroll. Det har derfor blitt besluttet å ikke inkludere en analyse av system for brønnkontroll eller analyse av barrierene oppgitt i NORSOK D-010 i rapporten for 2011 (Ref. 1)

3.8.3 Barrierer ved konstruksjonsskader (DFU5-8)

Disse tilløpshendelsene kan føre til konstruksjonssvikt og dermed utstrømning av hydrokarboner gjennom totaltap av innretningen. I disse tilfellene vil det være få barrierer som er funksjonelle når ulykkeskjeden har kommet så langt. De som kan være aktuelle er undervanns-isolasjonsventil på rørledninger (SSIV) og nedihulls-sikkerhetsventil i brønner (DHSV). Det har imidlertid ikke vært data tilgjengelig for å utføre en analyse av disse barrierene for konstruksjonsskader (DFU5-8), da tilløpshendelsene ikke har ført til totaltap av innretningen.

3.8.4 Barrierer ved lekkasjer og skader fra undervanns produksjonsanlegg, stigerør, rørledninger, brønnstrømsrørledninger, lastebøyer og lasteslanger (DFU9)

Det er ønskelig å se på hvilke barrierer som har vært til stede, og hindret og/eller begrenset utslippet til sjø ved en lekkasje eller skade på undervanns produksjonsanlegg, stigerør, rørledning, brønnstrømsrørledninger, lastebøye eller lasteslange. Prosjektteamet har kun hatt tilgang til beskrivelsene av hendelsene som rapporteres inn i forbindelse med RNNP-prosjektet. Informasjonen i denne beskrivelsen har vært begrenset, slik at det har ikke vært mulig å si noe om hvilke barrierer som har fungert og hvilke som har sviktet. Barrierene for denne tilløpshendelsen belyses derfor ikke i denne rapporten.

3.9 Registrering av årsaken til tilløpshendelsen

For å kunne hindre at akutte utslipp inntreffer i fremtiden, kan det være en fordel å se på hva som er den bakenforliggende årsaken til de tilløpshendelsene som kunne ført til akutte utslipp og til de inntrufne akutte utslippene. For prosesslekkasjer har det blitt utført en slik analyse av årsakene i BORA-prosjektet (Ref. 42), men begrenset informasjon har ikke muliggjort en slik analyse for de andre tilløpshendelsene eller for de inntrufne akutte utslippene. Dette beskrives nærmere i de påfølgende kapitlene.

3.9.1 Inntrufne akutte utslipp

Det er ønskelig å se på årsaken til de inntrufne akutte utslippene til sjø på tilsvarende måte som prosesslekkasjer (DFU1). Som tidligere nevnt benyttes EPIM/EW som datakilde for inntrufne akutte utslipp, og det inngår ikke en beskrivelse av hendelsene i denne databasen. Det har derfor ikke vært mulig å si noe om årsakene til de inntrufne akutte utslippene, og årsakene vil derfor ikke belyses i prosjektet.

3.9.2 Prosesslekkasjer (DFU1)

Utgangspunktet for BORA-metodikken er en gjennomgang av samtlige gasslekkasjer større enn 0,1 kg/s som har vært rapportert på norsk sokkel i perioden 2001-2009. Kun lekkasje på offshoreinnretninger er inkludert i analysen. De initierende hendelsene er delt opp i seks hovedgrupper for å kunne si noe om hvilke tiltak/barrierer man har for å hindre at de initierende hendelsene fører til en lekkasje. Grupperingen er presentert i Tabell 32 (Ref. 42).

Tabell 32 Oversikt over initierende hendelser

<i>Hendelsestype</i>	<i>Karakteristikk av hendelsestypen</i>	<i>Initierende hendelse</i>
A. Teknisk degradering av systemet	<p>Dette er hendelser som kan karakteriseres ved en (langsom) svekkelse av systemet inntil en lekkasje inntreffer. For å hindre lekkasje må svekkelsen avdekkes i tide (inspeksjon) og repareres, eventuelt må komponenten erstattes i tide (preventivt vedlikehold).</p>	<p>Degradering av ventiltettinger Degradering av flenspakninger Redusert strekk i bolter Utmatting Innvendig korrosjon Utvendig korrosjon Erosjon Andre årsaker</p>
B. Menneskelig inngripen introduserer skjult feil	<p>Disse hendelsene kan karakteriseres ved at en person utfører en operasjon på systemet og gjør en handling som innebærer at det introduseres en feil i systemet som på et senere tidspunkt medfører lekkasje. For å unngå lekkasje må man ha tiltak for å oppdage feilen som er introdusert tidsnok.</p>	<p>Feil blinding/isolering Feilmontering av pakning/bolter under vedlikehold Ventil står i feil posisjon etter vedlikehold Feil valg/innretning av tettemiddel Feiloperering av ventil under manuell operasjon* Feil bruk/operasjon av midlertidige slanger</p>
C. Menneskelig inngripen medfører umiddelbar lekkasje	<p>Disse hendelsene innebærer også at det utføres en operasjon på systemet, men I dette tilfellet medfører feilen at man får en lekkasje med en gang. Dette betyr altså at det ikke er noen tiltak "mellom" den initierende hendelsen og lekkasje.</p>	<p>Svikt av isolering under vedlikehold Feiloperering av ventil under manuell operasjon* Arbeid på feil utstyr</p>
D. Prosess- forstyrrelse	<p>Dette dekker alle hendelser som er knyttet til reguleringen og kontrollen av prosesssystemet. Dette kan omfatte både forhold som skyldes prosesstrømmen i seg selv eller det kan være prosessoperatøren som er skyld i hendelsen.</p>	<p>Overtrykking Overfylling</p>
E. Innebygd designsvakhet	<p>Karateristisk for denne typen hendelser er at avvikene ikke er kjente på forhånd og at det derfor heller ikke er meningsfullt å introdusere tiltak mot de i operasjon. Den beste måten å beskytte seg mot disse hendelsene er gjennom en robust design.</p>	<p>Design relatert feil/svikt</p>

<i>Hendelsestype</i>	<i>Karakteristikk av hendelsestypen</i>	<i>Initierende hendelse</i>
F. Eksterne påvirkninger	<p>Dette omfatter hendelser som ikke er prosessrelatert men som skyldes andre typer aktiviteter på anlegget. Tiltak mot denne type hendelser må derfor settes inn mot de aktuelle aktivitetene som utføres, f.eks. løfting.</p>	<p>Fallende/svingende last Kollisjoner/støt fra truck, tralle e.l.</p>

*Dette kan enten føre til umiddelbar lekkasje eller latent feil

Alle de prosesslekkasjene som inngår i datagrunnlaget for RNNP-akutte utslipp har blitt klassifisert i henhold til BORA. Det er derfor ikke utført noe arbeid knyttet til denne klassifiseringen i dette prosjektet. Som nevnt ovenfor er det kun lekkasjer med rate > 0,1 kg/s som inngår i datagrunnlaget. En lekkasje med lavere rate kan imidlertid føre til betydelige utslipp dersom varigheten er lang. Årsaken til disse lekkasjene belyses ikke i BORA-prosjektet, og er heller ikke blitt vurdert i prosjektet på grunn av begrenset informasjon.

3.9.3 Brønnhendelser (DFU3)

Det er ønskelig å se på årsaken til at en brønnhendelse har inntruffet på tilsvarende måte som for prosesslekkasjer, hvor årsakene har blitt klassifisert i henhold til BORA-prosjektet. Prosjektteamet har imidlertid kun hatt tilgang til beskrivelse av hendelsene i CDRS og i innrapporterte filer i Hendelsesdatabasen til Ptil. Informasjonen i disse filene har vært relativt begrenset, slik at det har vært vanskelig å si noe om hva som har vært den egentlige årsaken til brønnhendelsen. For eksempel fremkommer det i en rekke av rapportene at brønnhendelsen skyldtes for lav mudvekt, men rapportene sier ingen ting om den lave mudvekten skyldtes at trykket var høyere enn forventet, om det ble gjort en feil i blandingen av borreslam eller om det var en feil i planleggingen med hensyn på mudvekten. Årsakene til brønnhendelsene belyses derfor ikke i prosjektet.

3.9.4 Konstruksjonsskader (DFU5-8) samt lekkasjer og skader på undervanns produksjonsanlegg/stigerør/rørledning/brønnstrømsrørledning/lastebøye/ lasteslange (DFU9)

Det er ønskelig å se på årsaken til konstruksjonsskader samt årsaken til lekkasje og skader fra undervanns produksjonsanlegg, stigerør, rørledning, brønnstrømsrørledninger, lastebøye eller lasteslange på tilsvarende måte som for prosesslekkasjer, hvor årsakene har blitt klassifisert i henhold til BORA-prosjektet. Prosjektteamet har kun hatt tilgang til beskrivelsene av hendelsene som rapporteres inn i forbindelse med RNNP-prosjektet. Informasjonen i disse beskrivelsene har vært begrenset, slik at det ikke har vært mulig å si noe om hva som har vært den egentlige årsaken til konstruksjonsskaden eller årsaken til lekkasjen eller skaden på undervanns produksjonsanlegg, stigerør, rørledning, brønnstrømsrørledning, lastebøye eller lasteslange. Årsakene til disse tilløpshendelsene belyses derfor ikke i prosjektet.

4. Resultatpresentasjon

Dette kapitlet presenterer eksempler på figurer for inntrufne akutte utslipp og for tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp som det er ønskelig å inkludere i rapporten hvor resultatene presenteres (Ref. 1). Merk at eksempelfigurene kun viser data for perioden 2001-2010. Det er kun akutte utslipp til sjø som er vurdert, og det er følgelig kun figurer for akutte utslipp til sjø som presenteres. For tilløpshendelser er det benyttet 3 års rullerende gjennomsnitt i figurene hvor hver enkelt DFU presenteres, slik at verdien i år 2001 er gjennomsnittet av 1999-2001, mens verdien i 2002 er gjennomsnittet av 2000-2002 og så videre. I sammendragsfigurene for tilløpshendelser presenteres resultatene både per år og som 3 års rullerende gjennomsnitt. For inntrufne hendelser presenteres faktisk antall hendelser på årlig basis.

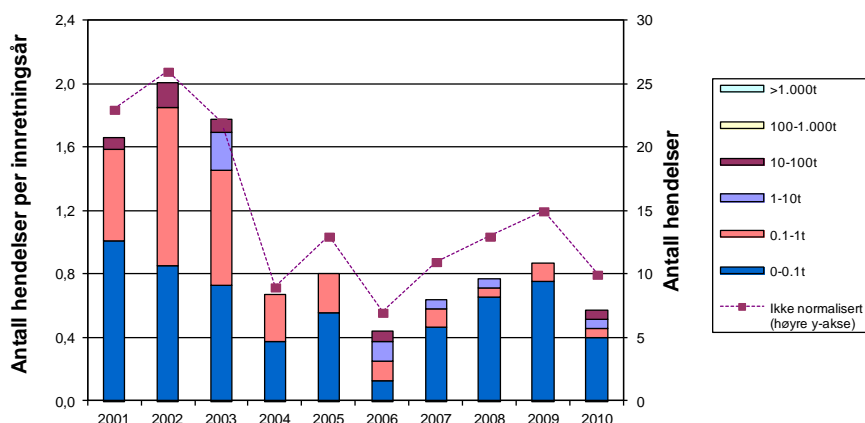
Det gjøres en analyse av trenden ved å konstruere et 90 % prediksjonsintervall basert på de foregående år som beskrevet i delkapittel 2.9. Søylene lengst til høyre deles da inn i tre områder; mørk grå, skravert grå og lys grå. Ved å sammenholde verdien for det aktuelle året med denne søylen, kan man lese av om nivået siste året viser en signifikant økning (lys grå), en signifikant reduksjon (mørk grå), eller om tallmaterialet er slik at en signifikant endring ikke kan påvises (skravert grå). Disse sammenlikningene er gjort mot gjennomsnittet for tidligere år. Hvilke år som inngår i gjennomsnittet varierer imidlertid for de ulike inntrufne akutte utslippene og for de ulike tilløpshendelsene. Trendanalysen gjøres for inntrufne hendelser per år og for indikatorer basert på faktiske tilløpshendelser per år. Trendfigurene inkluderes kun i kapitlet hvor man drøfter hovedtrekk i risikobildet i rapporten hvor resultatene presenteres (Ref. 1), men trendene beskrives også i kapitlene hvor resultatene for inntrufne akutte utslipp samt tilløpshendelser som kan føre til akutte utslipp beskrives i detalj.

I tillegg presenteres et eksempel på en figur for barrierer i dette kapitlet. Det bemerkes at det ikke benyttes 3 års rullerende gjennomsnitt for barrierer, og at det ikke er gjort vurderinger av trender. Dette vil si det er ikke konstruert prediksjonsintervall.

4.1 Inntrufne akutte utslipp

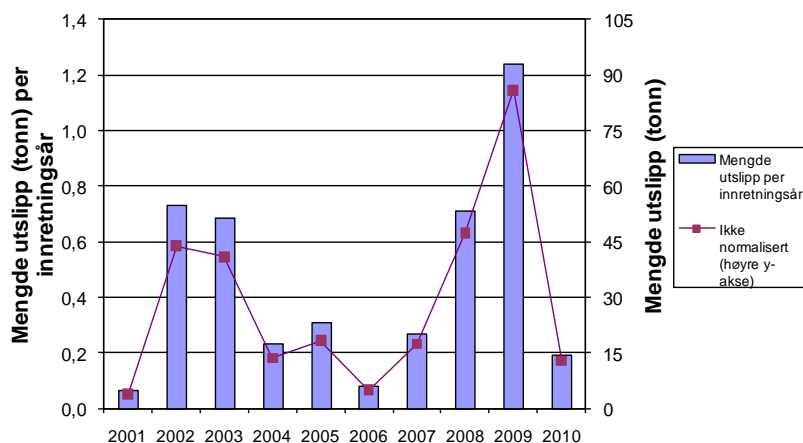
4.1.1 Inntrufne akutte råoljeutslipp

For inntrufne akutte utslipp presenteres faktisk antall hendelser per år i tillegg til antall akutte utslipp i de definerte utslippskategoriene per innretningsår. Et eksempel på en slik figur for havområde y for perioden 2001-2010 presenteres nedenfor.



Figur 19 Antall akutte utslipp av råolje, per innretningsår og totalt antall, i perioden 2001-2010 - Havområde y

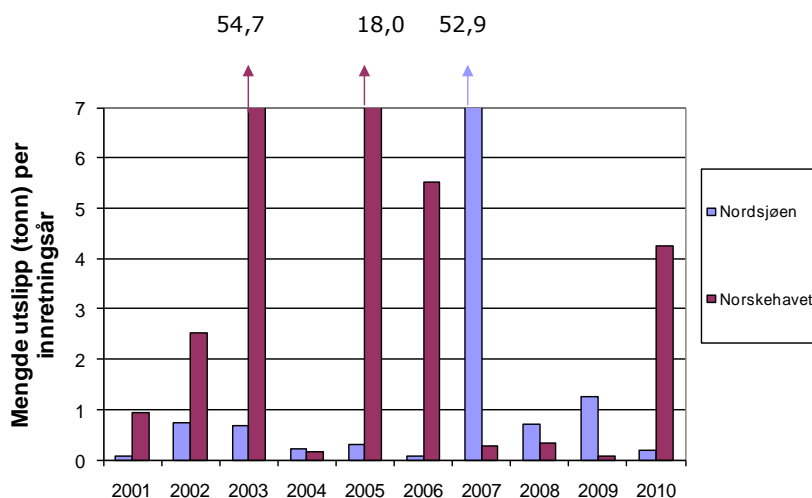
I tillegg er det ønskelig å vise total mengde utsluppet råolje, normalisert over antall innretningsår, slik som vist i Figur 20. Total utslippsmengdeet råolje, når det ikke foretas noen normalisering, presenteres i den samme figuren.



Figur 20 Antall akutte utslipp av råolje, normalisert og totalt antall, i perioden 2001-2010 – Havområde y

Figurer tilsvarende Figur 19 og Figur 20 presenteres for hvert av de tre havområdene; Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Som en oppsummering kan man vise samlet mengde akutt utslipp av råolje i Nordsjøen og Norskehavet, per innretningsår, slik som vist i Figur 21.

Datagrunnlaget fra Barentshavet er i noen av hendelsene for lite til å gjennomføre analyser av trender. Som en konsekvens er Barentshavet derfor utelatt fra noen av oppsummeringsfigurene i rapporten, som for eksempel Figur 21.



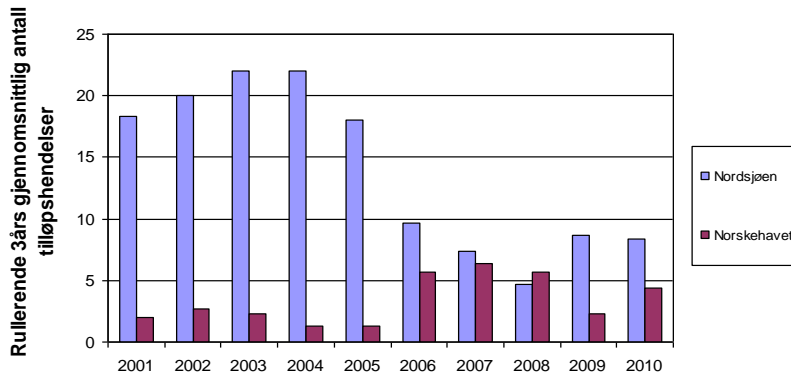
Figur 21 Samlet mengde akutt utslipp av råolje på norsk sokkel per innretningsår

4.1.2 Inntrufne akutte utslipp av kjemikalier og andre oljer.

Tilsvarende som for råolje presenteres antall hendelser og total mengde utsluppet per år samt normalisert over antall innretningsår, også for inntrufne akutte utslipp av kjemikalier og andre oljer.

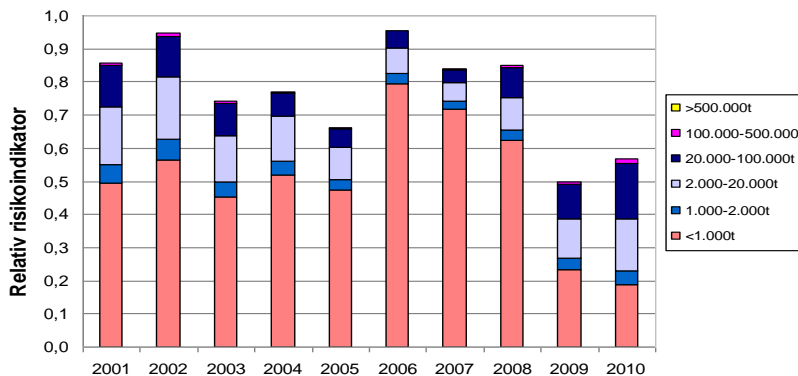
4.2 Risikoindikator for antall akutte utslipp og potensiell utslippsmengde basert på tilløpshendelser

For hver av de aktuelle tilløpshendelsene er det ønskelig å presentere 3 års rullerende gjennomsnitt for antall tilløpshendelser som inkluderes i datagrunnlaget. Et eksempel på en slik figur for perioden 2001-2010, for tilløpshendelse x er gitt i Figur 22. Barentshavet er ikke inkludert i figuren på grunn av få tilløpshendelser i det havområdet.

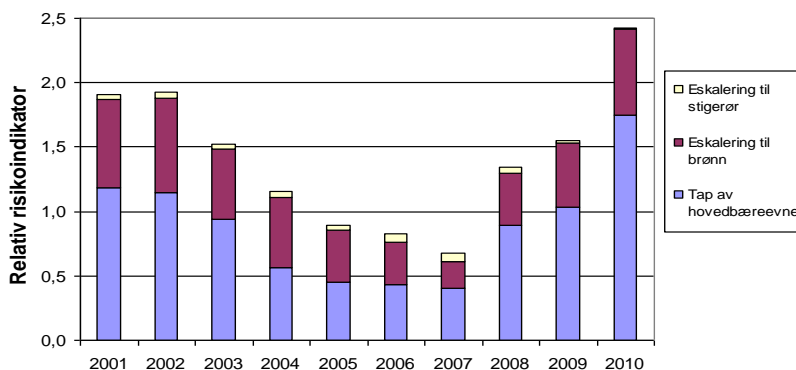


Figur 22 Antall hendelser som inngår i datagrunnlaget for tilløpshendelse x for Norskehavet og Nordsjøen

For hver av de aktuelle tilløpshendelsene er det også ønskelig å presentere risikoindikator for antall akutte utslipp per innretningsår og risikoindikator for potensiell utslippsmengde per innretningsår knyttet til akutte utslipp. Eksempel på slike figurer, hvor 3 års rullerende gjennomsnitt benyttes, er gitt i henholdsvis Figur 23 og Figur 24. I figuren som viser risikoindikator for potensiell utslippsmengde presenteres hvor mye ulike scenarier som eskalering til stigerør, eskalering til brønn, tap av hovedbæreevne og så videre, bidrar til indikatoren. Hvilke scenarier som inngår vil være avhengig av hvilken tilløpshendelse som betraktes. Indikatorverdiene normaliseres slik at totalverdien for 2005 for alle havområder settes lik 1.



Figur 23 Relativ risikoindikator for potensielt antall akutte utslipp av råolje per innretningsår knyttet til tilløpshendelse x for havområde y

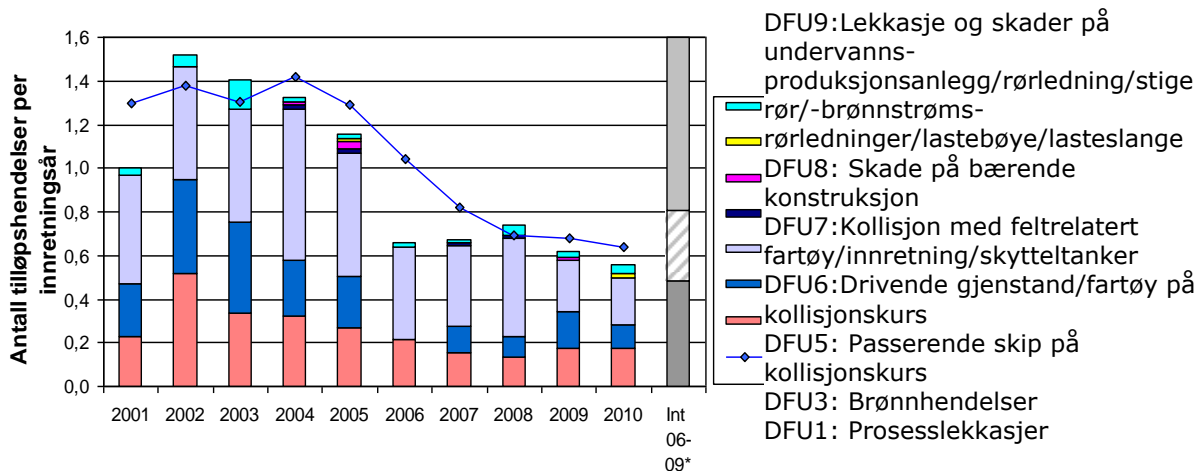


Figur 24 Relativ risikoindikator for potensiell utslippsmengde fra akutte utslipp av råolje knyttet til tilløpshendelse x for havområde y

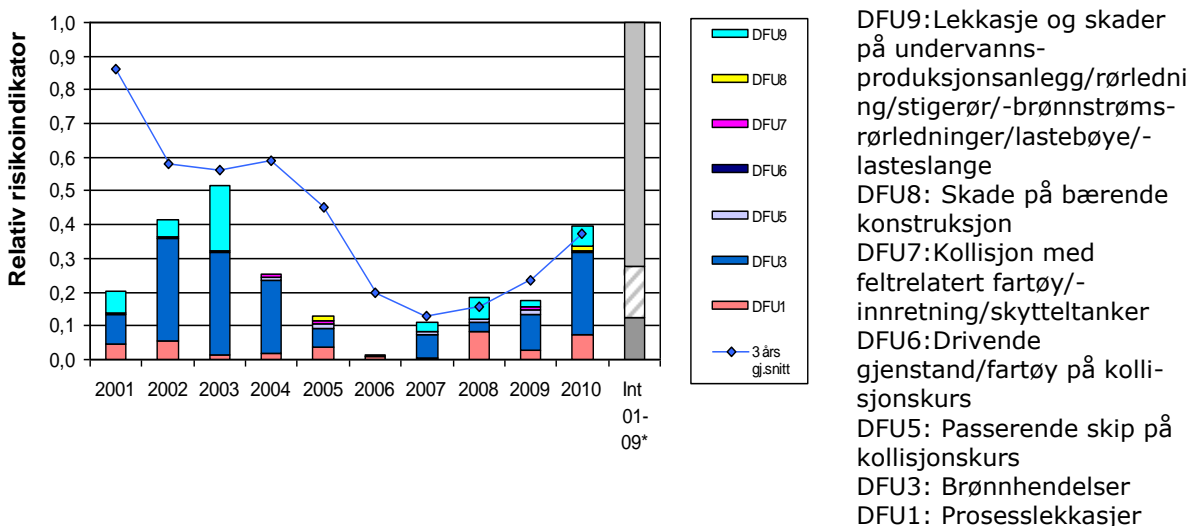
Tilsvarende figurer kan presenteres også for andre normaliseringsfaktorer. Som tidligere nevnt er det blant annet aktuelt å normalisere over antall borede brønner for brønnehendelser.

Som en oppsummering er det ønskelig å presentere antall tilløpshendelser for et havområde samt risikoindikator for potensiell utslippsmengde per innretningsår for alle

tilløpshendelsene i et havområde. Resultatene oppgis både per år samt som 3 års rullerende gjennomsnitt i tillegg til at prediksjonsintervall inkluderer. Eksempel på slike figurer for havområde y for perioden 2001-2010 er gitt i Figur 25 og i Figur 26.



Figur 25 Antall registrerte tilløpshendelser og rullerende 3 års gjennomsnittlig antall registrerte tilløpshendelser i RNNP som potensielt kan føre til akutte utslipp av råolje – Havområde y, normalisert over antall innretningsår

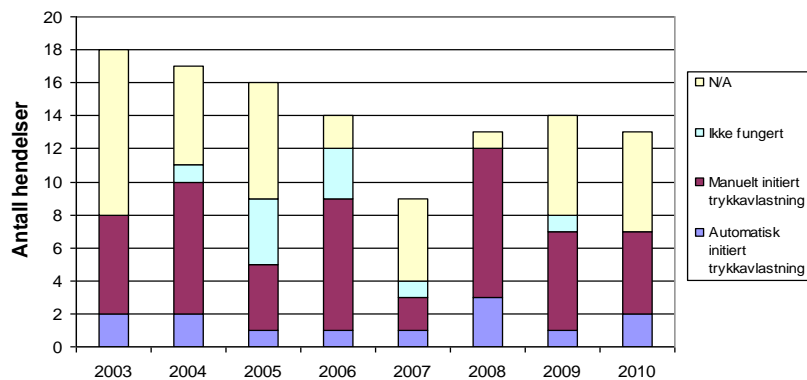


Figur 26 Relativ risikoindikator for potensiell utslippsmengde (per år og 3 års rullerende gjennomsnitt) fra akutte utslipp i Havområde y, normalisert over innretningsår, der indikatorverdien for alle havområder i 2005 er satt lik 1

4.3 Barrierer

Det er ønskelig med informasjon om data om barrieregodhet fra inntrufne hendelser. Figur 27 viser et eksempel på hvordan slik informasjon kan presenteres. Figuren viser totalt antall manuelt og automatisk initierte trykkavlastninger i tillegg til "Ikke fungert", hvor både den manuelle og automatiske trykkavlastningen har sviktet samt "N/A", hvor informasjonen ikke er tilgjengelig. Data for perioden 2003-2010 er inkludert i eksempelfiguren.

RISIKONIVÅ I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET
METODERAPPORT – AKUTTE UTSLIPP
PETROLEUMSTILSYNET



Figur 27 Oppsummering av barrierer for trykkavlastning

Det vil være hensiktsmessig å presentere tilsvarende figurer for alle barrierene beskrevet i delkapittel 3.8.

5. Referanser

- 1 Petroleumstilsynet 2014.06.13. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten 2013* Utvikling i risiko akutte utslipp, Norsk sokkel 2001-2013
- 2 Petroleumstilsynet 2014.04.24. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Hovedrapport Norsk Sokkel 2013, Rev 2*
- 3 Petroleumstilsynet og Preventor 2010.01.25. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten Pilotprosjekt, Overvåkning av risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp, Norsk sokkel 2005-08*
- 4 <http://www.tu.no/miljo/article244213.ece>, 2010-05-10
- 5 <http://www.restorethegulf.gov/release/2011/04/10/one-year-later-press-pack>
- 6 Singerman, Ph. 1989. *Red Adair – An American hero*, Bloomsbury, London, ISBN 0747506191
- 7 Baker m.fl., *The report of the BP U.S refineries independent safety review panel*
- 8 Petroleumstilsynet 2010.04.24, *Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Hovedrapport Norsk Sokkel. 2011, Rev 2*
- 9 OLF 2008.04.04. *Veiledning til den Årlige Utslippsrapporteringen,*
- 10 LOV-1975-06-13-35 *Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster med videre*
- 11 Faktabok Norsk Petroleumsverksemd. *Miljørettet beredskapsanalyse Snøhvit, kapittel 11*
- 12 OLF revisjon 2007. *Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA)*, Rapport nr 2007-0063
- 13 Proactima 2009.10.21. *Forslag til scenarier for modellering av konsekvenser ved akutt utslipp til sjø i Barentshavet og Lofoten.* Rapport nr: PS-0357-RE, Rev.2
- 14 Burger1993. *Estimating the mortality of seabirds following oil spills: effects of spill volume*, vol. 26, no. 3, pp. 140-143,
- 15 Oljedirektoratet 2000. *Utvikling i risikonivå – norsk sokkel. Pilotprosjektrapport*
- 16 E-post fra Jonas Stokka (Ptil) til Inger K. Halseth (Safetec) 2014.03.113. Subject: *Antall flyttbare innretninger med tilhørende vedlegg "Riggdøgn_pr_havområde 2013"*
- 17 Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet mai 2009. *Fakta Norsk Petroleumsverksomhet 2009*
- 18 E-post fra Aslaug Øye (Ptil) til Inger K. Halseth (Safetec) 2014.05.22; *RNNP-akutte utslipp, Differanse på antall borede brønner*
- 19 http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/download/download_welcome.htm 2011.03.31
- 20 OPL 2005/2006. *The North Sea Field Development Guide, Tenth Edition,*

-
- 21 OPL 1997/1998. *The North Sea Field Development Guide, Sixth Edition*
 - 22 Scandpower Risk Management AS 11.06.2003. *Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet, Studie 7-e: Sannsynlighet for hendelser med store utslipp i Lofoten – Barentshavet, Rapport nr.: 27.730.001/R1,*
 - 23 DNV 2006.01.11. *Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet, Rapport nr. 2006-0054, Rev01*
 - 24 Mott MacDonald Ltd. For HSE, UKOOA, IP Juli 2003. *PARLOC 2001; The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines, , 5th Edition*
 - 25 DNV 2005.08.18. *Anbefalte feildata for rørledninger, Rapport nr. 2005-1221. Rev 4*
 - 26 Petroleumstilsynet og Preventor 2004.04.23. *Utvikling i risikonivå – norsk sokkel Hovedrapport fase 4 – 2003, rev 3*
 - 27 Petroleumstilsynet og Preventor. *Risikonivå på norsk sokkel Hovedrapport fase 5 for 2004, Ptil-05-02*
 - 28 Petroleumstilsynet og Preventor 2006.04.28. *Risikonivå på norsk sokkel Hovedrapport fase 6 for 2005*
 - 29 E-post fra Mette Vintermyr (Ptil) til Beate R. Wagnild (Safetec) 2010.03.16. Subject: *Sidebrønner*
 - 30 2009.09.07 <http://planverk.nof.no/oljedriftsberegninger.htm>
 - 31 Scandpower Mars 2001. *Frekvens for oljeutblåsninger i norske farvann som grunnlag for å fastsette regionalt beredskapsnivå, Rapport nr: 27.70.09/R1*
 - 32 StatoilHydro 2009.02.13. *Miljørisiko- og beredskapsanalyse for utbygging og drift av Vega og Vega Sørfeltet*
 - 33 BP Norge AS Juli 2006. *Konsekvensutredning Skarv og Idun*
 - 34 DNV 2008.11.17. *Rapport for miljørisiko- og beredskapsvurdering for letebrønn 35/12-2 (Grosbeak)*
 - 35 BG Norge 2007.09.21. *Environmental Risk Assessment and Oil Spill Contingency Analyses – Well N15/12 – Pi North*
 - 36 Statoil 2007.06.25. *Miljørisiko- og beredskapsanalyse for boring av letebrønn 7120/8-4 Askeladd Beta*
 - 37 ConocoPhillips 2007.04.12, *Oppsummering av miljørettet risiko og oljevernberedskap for 2/4-20*
 - 38 DONG E & P Norge AS 2007.05.16. *Environmental Risk and Preparedness Assessment for Oselvar Appraisal Well 1/3-10*
 - 39 Scandpower Risk Management AS 2011.04.05; *Blowout and Well Release Frequencies – Based on SINTEF Offshore Blowout Database 2010. Rapport nr.: 19.101.001-3009/2011/R3*
 - 40 SINTEF 2010.12.29, *Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2010. Rapport nr.: SINTEF F17704*

- 41 NORSOK D-010 August 2004. Well integrity in drilling and well operations. Rev. 3
- 42 Safetec Nordic, SINTEF og Preventor/UiS 2007.06.29. Operational risk analysis, Total analysis of physical and non-physical barriers BORA handbook, Rev 00