

UTVIKLINGSTREKK 2010 - LANDANLEGG

RNNP

RISIKONIVÅ I NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET



PETROLEUMSTILSYNET

Risikonivå i petroleumsvirksomheten
Landbaserte anlegg

2010

Rev 1

(Siden blank)



Rapport

RAPPORTTITTEL Risikonivå i petroleumsvirksomheten Utviklingstrekk 2010, landanlegg		GRADERING
		Offentlig Unntatt off. Begrenset Fortrolig Strengt fortrolig
		√
		RAPPORTNUMMER
FORFATTER/SAKSBEHANDLER Petroleumstilsynet		
ORGANISASJONSENHET P-Risikonivå	GODKJENT AV/DATO Øyvind Tuntland Direktør	
SAMMENDRAG Formål med dette arbeidet er å etablere og vurdere status og trender for risikonivået den samlede petroleumsvirksomheten. Denne rapporten omhandler landanleggene. De fleste data kommer fra de åtte anlegg som har vært i drift i 2010. 2010 er femte år med datainnsamling fra landanleggene. Rapportering av data er gjennomført med et realistisk nivå, med hovedvekt på å registrere, analysere og vurdere data for definerte fare- og ulykkessituasjoner og ytelse av barrierer. Det er i inneværende periode gjennomført en utredning om årsaker og tiltak for å unngå hydrokarbonlekkasjer, med hovedvekt på innretningene på sokkelen (kun 3 av 42 granskinger var fra landanlegg). Rapporten inneholder en kort vurdering av likheter og forskjeller, samt et kort sammendrag av de viktigste funn for innretningene på sokkelen. Antall ikke antente hydrokarbonlekkasjer for 2010 er det samme som i 2009 (8). Dette nivået er vesentlig lavere enn i 2008 (21). Reduksjonen er ikke statistisk signifikant. I 2010 var der ingen hydrokarbonlekkasjer som antente.		
NORSKE EMNEORD Risiko, HMS, landanlegg		
PROSJEKTNUMMER	ANTALL SIDER 52	OPPLAG
PROSJEKTTITTEL Risikonivå i petroleumsvirksomheten		

(Siden blank)

Forord

Utviklingen av risikonivået i petroleumsnæringen opptar alle parter som er involvert i næringen, og er også av allmenn interesse. Det var derfor naturlig og viktig å etablere en struktur for å måle effekten av det samlede HMS-arbeidet i virksomheten. Petroleumstilsynet fikk tilsynsansvaret for HMS for spesifikke landanlegg i 2004. Disse anleggene har vært inkludert i RNNP fra 2006.

RNNP som verktøy har utviklet seg mye i fra starten i 1999/2000 (første rapport i 2001). Utviklingen har skjedd i et partssamarbeid, der en har vært enig om av valgt utviklingsbane er fornuftig og rasjonell med tanke på å danne et grunnlag for en felles oppfatning av HMS nivået og dets utvikling i et industriperspektiv. Arbeidet har derfor fått en viktig posisjon i.

Petroleumsnæringen har høy kompetanse på HMS. Vi har forsøkt å utnytte denne kompetansen ved å legge opp til åpne prosesser og invitert ressurspersoner fra operatørselskaper, Luftfartstilsynet, helikopteroperatører, konsulentselskaper, forskning og undervisning til å bidra.

Objektivitet og troverdighet er nøkkelord når man med tyngde skal mene noe om sikkerhet og arbeidsmiljø. En er derfor avhengig av at partene er omforent i forståelsen av at metodikken er fornuftig og at resultatene skaper verdi. Partenes eierskap til prosessen og resultatene er derfor viktig. For ytterligere å tilrettelegge for et aktivt eierskap til prosessen ble det i 2009 etablert en partssammensatt referansegruppe som skal bistå i videreutviklingen.

Det er mange som har bidratt, både internt og eksternt, til gjennomføringen. Det vil bli for langt å liste opp alle bidragsyterne, men jeg vil spesielt nevne den positive holdning vi har møtt i kontakt med partene i forbindelse med utføring og videreutvikling av arbeidet.

Stavanger, 27. april 2011

Øyvind Tuntland
Fagdirektør, Ptil

(Siden blank)



Oversikt kapitler

0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	1
1. BAKGRUNN OG FORMÅL.....	5
2. ANALYTISK TILNÆRMING, OMFANG OG BEGRENSNINGER	11
3. DATA- OG INFORMASJONSINNHEITING	14
4. RISIKOINDIKATORER	17
5. ALVORLIGE PERSONSKADE OG DØDSULYKKER	37
6. RISIKOINDIKATORER - STØY, KJEMISK ARBEIDSMILJØ OG ERGONOMI	39
7. ÅRSAKSFORHOLD OG TILTAK KNYTTET TIL HYDROKARBONLEKKASJER	47
8. ANBEFALINGER FOR VIDERE ARBEID	49
9. REFERANSER.....	50
VEDLEGG A: AKTIVITETSNIVÅ.....	53

Risikonivå i petroleumsvirksomheten

Rapport, landbaserte anlegg - 2010



PETROLEUMSTILSYNET

(Siden blank)



Innhold

0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	1
0.1 METODISK TILNÆRMING	1
0.2 BRUK AV RISIKOINDIKATORER	1
0.3 DATAOMFANG OG KVALITET	2
0.4 KVALITATIV UNDERSØKELSE	2
0.5 VURDERING AV NIVÅET PÅ INDIKATORENE	2
0.5.1 Hendelsesrelaterte indikatorer	2
0.5.2 Barriereindikatorer	3
0.5.3 Alvorlige personskader	3
0.5.4 Arbeidsmiljøforhold	3
0.6 OVERORDNET VURDERING	4
1. BAKGRUNN OG FORMÅL.....	5
1.1 BAKGRUNN FOR PROSJEKTET	5
1.2 FORMÅL	5
1.3 GJENNOMFØRING	5
1.4 UTARBEIDELSE AV RAPPORTEN	6
1.5 HMS FAGGRUPPE	6
1.6 SIKKERHETSFORUM.....	7
1.7 PARTSSAMMENSATT RÅDGIVINGSGRUPPE	7
1.8 BRUK AV KONSULENTER	8
1.9 DEFINISJONER OG FORKORTELSER.....	8
1.9.1 Sikkerhet, risiko og usikkerhet	8
1.9.2 Definisjoner.....	8
1.9.3 Beregning av risiko for personell.....	9
1.9.4 Forkortelser	10
2. ANALYTISK TILNÆRMING, OMFANG OG BEGRENSNINGER	11
2.1 BAKGRUNN FOR VALG AV ANALYTISK TILNÆRMING	11
2.2 ANALYSE AV STORULYKKESRISIKO.....	11
2.2.1 Data om hendelser	11
2.2.2 Barrieredata.....	12
2.2.3 Normalisering	12
2.2.4 Analyse av trender	12
2.3 RAPPORTERING AV ULYKKESTILLØP OG PERSONSKADER	13
2.4 ALVORLIGE PERSONSKADER.....	13
2.5 OMFANG AV ARBEIDET.....	13
3. DATA- OG INFORMASJONSINNHEMTING	14
3.1 DATA OM AKTIVITETSNIVÅ	14
3.1.1 Arbeidstimer – grunnlag	14
3.1.2 Arbeidstimer.....	14
3.2 HENDELSER- OG BARRIEREDATA	15
3.2.1 Datakilder	15
3.3 PERSONSKADEDATA	16
4. RISIKOINDIKATORER	17
4.1 OVERSIKT OVER INDIKATORER.....	17
4.2 HENDELSERINDIKATORER	17
4.2.1 DFUer med storulykkespotensial	17
4.2.2 Andre DFUer	21
4.2.3 Alle DFUer.....	25
4.3 BARRIEREINDIKATORER	27
4.3.1 Gassdeteksjon	30
4.3.2 Nødvstengningsventil	30
4.3.3 Sikkerhetsventil	32



4.3.4	Brannvannsforsyning	32
4.3.5	Hipps/QSV.....	33
4.3.6	Vedlikeholdsstyring.....	33
4.3.7	Styring av vedlikehold på landanleggene.....	35
5.	ALVORLIGE PERSONSKADE OG DØDSULYKKER	37
6.	RISIKOINDIKATORER - STØY, KJEMISK ARBEIDSMILJØ OG ERGONOMI	39
6.1	INNLEDNING	39
6.2	HØRSELSSKADELIG STØY	39
6.2.1	Metodikk – beskrivelse av indikator	39
6.2.2	Resultater og vurderinger	40
6.3	KJEMISK ARBEIDSMILJØ	41
6.3.1	Innledning	41
6.3.2	Resultater og vurderinger	42
6.3.3	Styring av risiko	43
6.4	INDIKATOR FOR ERGONOMISKE RISIKOFAKTORER	44
6.4.1	Metodikk – beskrivelse av indikator	44
6.4.2	Resultater og vurderinger	44
6.4.3	Styring av risiko.	46
7.	ÅRSAKSFORHOLD OG TILTAK KNYTTET TIL HYDROKARBONLEKKASJER	47
8.	ANBEFALINGER FOR VIDERE ARBEID	49
8.1	VIDEREFØRING AV PROSJEKTET.....	49
9.	REFERANSER.....	50
	VEDLEGG A: AKTIVITETSNIVÅ.....	53



Oversikt over tabeller

Tabell 1	Oversikt over DFUer for landanlegg	12
Tabell 2	Oversikt over antall tester og feil for barriereelementer	27

Oversikt over figurer

Figur 1	Arbeidstimer på landanlegg, 2010	14
Figur 2	Fordeling av egne og entreprenøransatte, 2010	15
Figur 3	Fordeling av egne og entreprenøransatte, 2006–10	16
Figur 4	Oversikt over alle uantente lekkasjer (DFU1) på landanlegg, 2006–2010	17
Figur 5	Trender uantente lekkasjer (DFU1), landanlegg, 2010 mot gjennomsnitt 2006–09	18
Figur 6	Fordeling av uantente lekkasjer på de enkelte landanlegg	18
Figur 7	Uantente lekkasjer for de enkelte landanlegg, normalisert mot arbeidstimer, 2010	19
Figur 8	Uantente lekkasjer for de enkelte landanlegg, normalisert mot arbeidstimer, 2006–10	19
Figur 9	Oversikt over alle antente lekkasjer (DFU2) på landanlegg, 2006–10	20
Figur 10	Antall branner/eksplosjoner utenom hydrokarbonbranner, 2006–10	20
Figur 11	Antall branner utenom hydrokarbonbranner for de enkelte anlegg, 2006–10	21
Figur 12	Antall hendelser med giftig utslipp på landanlegg, 2006–10	21
Figur 13	Antall hendelser med fallende last på landanlegg fordelt på energiklasser i perioden 2006–2010	22
Figur 14	Hendelser med fallende last fordelt på de ulike landanlegg i perioden 2006–2010	23
Figur 15	Fallende last hendelser for de enkelte landanlegg, normalisert mot arbeidstimer	23
Figur 16	Antall utslipp fra støttesystemer, 2006–10	24
Figur 17	Antall utslipp fra støttesystemer fordelt på anleggene, 2006–10	24
Figur 18	Antall ulykker med bil/transportmidler, 2006–10	25
Figur 19	Oppsummering av antall DFUer for alle landanlegg, 2006–10	25
Figur 20	Totalt antall DFUer for de enkelte landanlegg, 2010	26
Figur 21	Totalt antall DFUer for de enkelte landanlegg, normalisert mot arbeidstimer, 2006–10	26
Figur 22	Andel feil ved testing av sikkerhetssystemer, gjennomsnitt alle anlegg	28
Figur 23	Prediksjonsintervall for gjennomsnittlig andel feil i 2010 ved testing av sikkerhetssystemer, basert på data fra tidligere år	29
Figur 24	Andel feil i 2010 ved testing av sikkerhetssystemer for de enkelte anlegg	29
Figur 25	Andel feil ved testing og antall tester av gassdetektorer for de enkelte anlegg	30
Figur 26	Andel feil ved testing og antall tester av nødavstengningsventiler for de enkelte anlegg	30
Figur 27	Andel feil ved testing og antall tester av lukking av nødavstengningsventiler for de enkelte anlegg	31
Figur 28	Andel feil ved testing og antall tester av lekkasje i nødavstengningsventiler for de enkelte anlegg	31
Figur 29	Andel feil ved testing og antall tester av sikkerhetsventil (PSV) for de enkelte anlegg	32
Figur 30	Andel feil ved testing og antall tester av brannvannsforsyning for de enkelte anlegg	32
Figur 31	Andel feil ved testing og antall tester av HIPPS/QSV for de enkelte anlegg	33
Figur 32	Oversikt over merket og klassifisert utstyr	35
Figur 33	Oversikt over etterslep av forebyggende vedlikehold (FV)	36
Figur 34	Oversikt over utestående korrigerende vedlikehold (KV)	36
Figur 35	Alvorlige personskader rapportert fra landanleggene 2006–2010	38
Figur 36	Gjennomsnittlig støyindikator pr stillingskategorier for landanlegg	40
Figur 37	Planer for risikoreduserende tiltak landanlegg	41
Figur 38	Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – landanlegg	42
Figur 39	Risikomatrise for aktivitetsområder – landanlegg	43
Figur 40	Styring av risiko – landanlegg	44
Figur 41	Risiko fordelt på grupper av arbeidstakere	45
Figur 42	Gjennomsnittlig risikoskåre for samtlige arbeidsoppgaver fordelt på arbeidstakergrupper	45
Figur 43	Oppfølging og tiltak	46
Figur 44	Oppfølging og tiltak for 2009 og 2010 sokkel og land	46

Risikonivå i petroleumsvirksomheten

Rapport, landbaserte anlegg - 2010



PETROLEUMSTILSYNET

(Siden blank)



0. Sammendrag og konklusjoner

0.1 Metodisk tilnærming

Da det ble besluttet å utvide risikonivåprosjektet slik at landanleggene i Ptils forvaltningsområde ble inkludert, var det naturlig å benytte den samme metodiske tilnærmingen som hadde fungert godt på sokkelen.

Innledningsvis ble det gjennomført en prosess med relevante parter på landanleggene for å sikre at valgt metode ble tilpasset særskilte risikoforhold på landanleggene. HMS faggruppen er også forsterket med ressurser som har lang relevant erfaring fra drift av slike anlegg. Metoden er under kontinuerlig utvikling.

Første del av arbeidet på land var begrenset til indikatorer relatert til storulykker, indikatorer relatert til noen utvalgte barrierer, og til alvorlige personskader. I 2010 er det ikke gjennomført spørreskjemaundersøkelse.

Risikopåvirkende faktorer på landanleggene har tydelige likhetstrekk med, men kan også være annerledes enn risikopåvirkende faktorer på sokkelen. En har søkt å tilpasse indikatorene slik at de best mulig reflekterer risikobildet på landanleggene.

Siden landanleggene som aktiviteten omfatter er svært forskjellige i natur og også forskjellige i risikopotensial, vil en måtte tilnærme seg vurdering av risiko på anleggsnivå. Det vil si at vekter som reflekterer potensialet for tap av liv må etableres for hvert anlegg. Vekter er ikke benyttet i dette arbeidet.

Et forhold som er spesielt for landanlegg, er muligheten for at "tredje person" (personer i nabolaget) kan bli eksponert for ulykkeshendelser.

0.2 Bruk av risikoindikatorer

Godheten av risikovurderinger er avhengig av at det velges indikatorer som reflekterer relevante forhold. Tanken er at det ikke finnes en enkelt indikator som fanger opp alle relevante aspekter av risiko, og at det derfor bør benyttes et bredt spekter av indikatorer. En enkelt indikator bør derfor ikke tillegges for mye vekt alene, men må ses i sammenheng med de andre indikatorene. En bred vurdering av risikoforhold fordrer normalt at en har tilgang til flere typer data, både kvantitative og kvalitative.

Ettersom det kun er åtte operative anlegg som inngår i hendelsesrapporteringen antas det at det samlet sett vil være relativt færre hendelser på landanleggene enn på sokkelen. Dette gjør at vi må regne med relativt sett større tilfeldig variasjon fra år til år i antall hendelser. Derfor er det nødvendig å supplere hendelsesbaserte indikatorer med andre typer indikatorer, så som indikatorer basert på barriereytelse. Indikatorer baserte på barriereytelse gir informasjon om anleggenes evne til å forhindre at hendelsene oppstår og eventuelt videreutvikler seg til større ulykker. Dette valget av indikatorer gjør at vi i tillegg til informasjon i "bredden" om flere hendelsestyper får informasjon i "dybden" om anleggenes evne til å forhindre videreutvikling. Den betydelige mengden av data fra barrieretester vil normalt gi langt lavere tilfeldig variasjon fra år til år enn hendelsesdata, i alle fall så lenge en ser på alle anlegg under ett.

Indikatorer basert på barriereytelse regnes også for å være mer proaktive risikoindikatorer, i den forstand at de kan si noe om anleggenes evne til å forhindre og begrense storulykker.



0.3 Dataomfang og kvalitet

Rapporteringsomfanget har i perioden hatt en forventet utvikling. For DFU relaterte hendelser observeres det en økende trend fra 2006 (25) til 2008 (92) for deretter å falle til 45 i 2010. Det bemerkes at over 50 % av disse hendelsene relateres til fallende gjenstander. En slik variasjon kan skyldes flere forhold, inkludert tilpasning og modning av rapporteringsnivået.

For å sikre tilstrekkelig datakvalitet i prosjektet ble data til alle indikatorene samlet inn direkte fra landanleggene. Ptils hendelsesregister, som inneholder alle hendelser og tilløp som er meldt inn i henhold til forskriften, er benyttet som et grunnlag for vår kvalitetssikring.

Rapporteringsomfanget er som forventet varierende, både i antall rapporterte hendelser og i antall rapporter fra anleggene. Alle anlegg har rapportert inn data i forbindelse med barriereindikatorene mens 6 av 8 har rapportert alvorlige personskader.

Vi observerer at mengden rapportert informasjon knyttet til den enkelte hendelse varierer i stor grad. Basert på erfaringene fra sokkelen forventes det at datakvaliteten vil øke etter hvert.

0.4 Kvalitativ undersøkelse

Bakgrunn for studien er den negative utviklingen de siste årene knyttet til rapporterte hydrokarbonlekkasjer på sokkelen. Det er i de senere år utført en rekke studier både nasjonalt og internasjonalt og gjennomført mange granskninger etter hendelser for å kartlegge årsaker til hydrokarbonlekkasjer og egnede risikoreduserende tiltak. Ptil ønsket på denne bakgrunn å få gjennomført en studie hvor denne dokumentasjonen ble benyttet som basis for å analysere årsaksforhold og tiltak knyttet til hydrokarbonlekkasjer i norsk petroleumsvirksomhet. Resultatene fra gjennomgått granskingsrapporter, deriblant tre fra landanlegg, og annet materiale gir et bilde av (1) hvordan hydrokarbonlekkasjer på i norsk petroleumsvirksomhet årsaksforklares, (2) hvilke tiltak som er foreslått og (3) om det er godt samsvar mellom identifiserte årsaker og tiltak. Basert på gjennomgåtte årsaksforhold og tiltaksforslag fra granskningene har fire sentrale utfordringer i forhold til å redusere antall hydrokarbonlekkasjer blitt identifisert; "forhold ved design som sentral årsak", "læring av tidligere hendelser", "utforming av konkrete tiltak" og "risikovurderinger og – analyser". Selv om brorpartene av datagrunnlaget i studien er hentet fra sokkelvirksomheten er likheten mellom anleggene, og måten de drives på så stor at resultatene i stor grad er overførbare til landanleggene.

0.5 Vurdering av nivået på indikatorene

En har nå samlet inn data i fem år for landanleggene. Dette betyr at en etter hvert kan legge mer vekt på utviklingen i trender. En forventer også at datamengden vil stabilisere seg og derfor i mindre grad være påvirket av forhold ved rapporteringen. Det understrekes dog at fem år fremdeles er en kort horisont med tanke på å identifisere underliggende trender. Ved bruk av den type indikatorer som benyttes i dette arbeidet er det nettopp de underliggende trendene som er interessante. Antall hendelser avhenger av mange faktorer, slik som anleggenes omfang, kompleksitet og aktivitetsnivå. Små anlegg med relativt lavt aktivitetsnivå vil normalt ha få hendelser som kan benyttes i denne type arbeid.

0.5.1 Hendelsesrelaterte indikatorer

Det er rapportert inn 46 (63 i 2009) DFU-relaterte hendelser for åtte anlegg. Av disse er åtte ikke-antente hydrokarbonlekkasjer, tre giftig utslipp, 31 fallende gjenstander og fire ulykker med bil/transportmidler.

Ikke antente hydrokarbonlekkasjer i 2010 (8) er på samme nivå som i 2009 (8). Dette nivået er mer enn 50% lavere enn i forhold til 2008 (21). Fire av åtte anlegg har rapportert denne type hendelse i 2010. Ett anlegg har hatt fem lekkasjer, mens tre anlegg har hatt en lekkasje. Av de åtte lekkasjene var



fem gass og tre væske (olje/kondensat). Anleggenes størrelse, kompleksitet og aktivitetsnivå varierer mye og kan forklare den store årlige variasjonen. Deler av den markante nedgangen kan muligens tilskrives den oppmerksomhet denne type hendelse har hatt de senere år, inkludert rapportering til RNNP (Ptil)

Sju av åtte anlegg som inngår i rapporten har rapportert hendelser med fallende last. Mengden konstruksjonsaktivitet på disse anleggene har hatt stor variasjon. En kan observere en fordeling som tyder på at antakelsen om at et høyt aktivitetsnivå gir flere fallende laster. Det observeres at antall hendelser per million arbeidstimer for landanleggene er betydelig under nivået på sokkelen. Dette er ikke overraskende, ettersom så å si all levering av forsyninger til innretninger på sokkelen vil involvere kranaktivitet.

De andre DFU relaterte indikatorene har så lavt antall hendelser per år at det er vanskelig å drøfte trender.

0.5.2 Barriereindikatorer

Det er samlet inn data relatert til enkelte barrierer mot storulykker, i all hovedsak knyttet til å unngå konsekvenser av hydrokarbonlekkasjer. Barrieredataene begrenser seg til test- og feildata.

Barriereindikatorer kan kalles "proaktive indikatorer", ettersom de sier noe om systemenes muligheter for å unngå eller begrense konsekvensene av tilløp til ulykker.

Basert på tallene for 2006 til 2009 ble det observert en gjennomgående økning i antall rapporterte tester. I 2010 ser vi at antall rapporterte tester har gått tilbake, for enkelte barriereelementer er tilbakegangen meget stor. Vi antar at dette i hovedsak skyldes forhold ved rapportering og ikke reflekterer en reell nedgang i testing av sikkerhetskritisk utstyr.

Resultatene viser stor variasjoner mellom anleggene. Barrierefunksjonen sikkerhetsventil (ESDV og PSV) har feilfrekvens som er over forventet verdi på flere anlegg. Det understrekes at det er store forskjeller mellom anleggene.

I 2009 ble det implementert indikatorer relatert til vedlikehold og vedlikeholdsstyring på landanleggene. Sju av åtte anlegg har rapportert data for 2009 og 2010. Vi observerer at graden av merking/klassifisering av utstyr øker og at graden av etterslet på forebyggende vedlikehold reduseres noe. Etterslep av korrektivt vedlikehold øker noe i 2010 sammenlignet med 2009. Noen av anleggene har overraskende store mengder korrektivt vedlikehold utestående.

0.5.3 Alvorlige personskader

For 2010 er det for landanleggene innrapportert 9 alvorlige personskader som oppfyller kriteriene for alvorlig personskade. Tilsvarende tall for 2009 var 11. Det er i 2010 rapportert 12,4 millioner arbeidstimer. Dette er en nedgang sammenlignet med 2009 (14,3 millioner arbeidstimer).

Den totale skadefrekvensen for landanleggene er 0,73 alvorlige personskader pr million arbeidstimer. Det er store variasjoner mellom anleggene, fra 3,12 til 0.

0.5.4 Arbeidsmiljøforhold

Indikatoren for støyeksposering indikerer at flere personellgrupper innenfor de aktivitetsområdene prosess og vedlikehold har støyeksposering som overstiger grenseverdien på 85 dBA. Støyeksposering er likevel lavere enn for sammenlignbare kategorier på innretningene til havs.



Indikatorer for ergonomiske faktorer er innrapportert for andre gang i år. Nytt for året er at selskapene rapporterer data for totalt 80 % av arbeidsoppgavene for hver av de relevante arbeidstakergrupper. Dette bidrar til at indikatorene vil gi et riktigere bilde av total belastning for den enkelte gruppe. Totalt for alle arbeidstakergruppene vurderes mellom 10-15 % av arbeidsoppgavene i høy risiko. For samtlige grupper er det arbeidsstilling som gir høyest skåre. Overflatebehandlerne er gruppen med høyest skåre. Også stillasarbeider har høy gjennomsnittsskåre på landanlegg.

0.6 Overordnet vurdering

Vurdering av risikoindikatorer bør foregå i et trendperspektiv. Ved oppstart av RNNP på land vurderte en muligheten for å samle inn historiske data slik at trender kunne etableres. Utfordringene knyttet til å sikre tilstrekkelig datakvalitet på disse dataene var så store at en valgte ikke å gå bakover i tid. I denne type undersøkelser er det viktig å fokusere på underliggende trender siden disse er mer robuste i forhold til årlige variasjoner. Som forventet varierer antall hendelser som rapporteres inn til RNNP fra år til år. Av nåværende indikatorer er det kun ikke antente hydrokarbonlekkasjer og fallende gjenstander som viser tilstrekkelig robusthet med tanke på vurdering av trender. Dog understrekes det at en må være forsiktig når risikoforhold vurderes ut fra en begrenset mengde data.

De åtte anleggene som inngår i prosjektet er av svært forskjellig art. Risikopåvirkende forhold på et raffineri er annerledes enn på en gassterminal. I tillegg er alderen og aktivitetsnivået forskjellig på anleggene.

Det observeres at antall hendelser mellom anleggene viser stor variasjon. Mye av denne forskjellen kan forklares ut fra forskjell i kompleksitet og aktivitetsnivå. Forskjeller i rapporteringsrutiner og – kultur kan også forklare deler av forskjellen. Vi har enda ikke et tilstrekkelig datagrunnlag med tanke på omfattende vurdering av hendelsenenes potensial.

Antall ikke antente hydrokarbonlekkasjer for 2010 er det samme som i 2009 (8). Dette nivået er vesentlig lavere enn i 2008 (21). Reduksjonen er ikke statistisk signifikant. I 2010 var der ingen hydrokarbonlekkasjer som antente.



1. Bakgrunn og formål

1.1 Bakgrunn for prosjektet

Prosjektet "utvikling i risikonivå – norsk sokkel" ble igangsatt regi av Oljedirektoratet i 2000. Fra og med 2004 er prosjektet videreført i Petroleumstilsynet som en konsekvens av opprettelsen av Ptil.

I 2005 ble det besluttet å implementere risikonivåmodellen på landanleggene som ligger i Petroleumstilsynets forvaltningsområde. Modellen benyttet på land er tilsvarende modellen benyttet på sokkelen men søkt tilpasset relevante forhold på landanleggene.

Betydelige ressurser er lagt ned i systemer og rutiner for innsamling og innrapportering av data, men innsatsen for å utnytte de innsamlede data systematisk, har klare forbedringspotensialer.

Industrien har tradisjonelt benyttet et utvalg indikatorer til å illustrere utviklingen av sikkerheten i petroleumsvirksomheten. Særlig utbredt har bruken av indikator basert på frekvensen av arbeidsulykker med tapt arbeidstid. Det er allment akseptert at dette kun dekker en begrenset del av det totale sikkerhetsbildet. I de siste årene har det skjedd en utvikling i industrien der flere indikatorer benyttes for å måle utviklingen i noen sentrale HMS forhold.

Petroleumstilsynet ønsker å skape et bilde av risikonivået basert på et komplementært sett med informasjon / data fra flere sider av virksomheten slik at en kan måle effekten av det samlede sikkerhetsarbeid i virksomheten, slik dette prosjektet gjør.

1.2 Formål

Formålet med prosjektet er å:

- Måle effekten av HMS-arbeidet i næringen.
- Bidra til å identifisere områder som er kritiske for HMS og hvor innsats for å identifisere årsaker må prioriteres for å forebygge uønskede hendelser og ulykker.
- Øke innsikten i mulige årsaker til ulykker og deres relative betydning for risikobildet, for å gi beslutningsunderlag for industri og myndigheter vedrørende forebyggende sikkerhet og beredskapsplanlegging.

Arbeidet vil også kunne bidra til å identifisere innsatsområder for regelverksendringer, forskning og utvikling.

1.3 Gjennomføring

Første del av prosjektet, 2000 – primo 2001, ble gjennomført som et pilotprosjekt. Pilotprosjektet hadde et begrenset arbeidsomfang, og en målsetting som også tok hensyn til å prøve ut de(n) valgte metode(r).

Etter vurdering av pilotprosjektet ble det besluttet å videreføre arbeidet som en kontinuerlig aktivitet med en årlig rapportering. Hovedelementet i arbeidet er etablering av trender og analyse av utvikling i risikonivået. Arbeidet skal søke å gi et mest mulig helhetlig bilde, noe som innebærer en utvikling/videreutvikling av metoder i dybde og omfang.

Denne rapporten markerer avslutningen av innværende fase og inkluderer resultatene fra 2010. Aktivitetene er gjennomført i perioden medio 2010 – april 2011.



Detaljert målsetting har vært å:

- Videreføre arbeidet gjennomført i foregående fase.
- Videreføre og videreutvikle metoden for å vurdere risikonivået på landanleggene innen Ptils forvaltningsområde
- Videreutvikle modellen for barrierers ytelse i relasjon til storulykker ved å inkludere vedlikeholdsstyring.
- Implementere indikatorer for arbeidsbetinget sykdom relatert til eksponering av støy, kjemikalier og ergonomi på landanleggene.

1.4 Utarbeidelse av rapporten

Rapporten er utarbeidet av Petroleumstilsynets arbeidsgruppe med innleide konsulenter, i tidsperioden februar-april 2011.

Ptils prosjektgruppe består av: Einar Ravnås, Øyvind Lauridsen, Inger Danielsen, Eva Hølmebakk, Åse Larsen, Elisabeth Lootz, Jorunn Elise Tharaldsen, Sigvart Zachariassen, Hilde Heber, Hilde Nilsen, Anne Mette Eide, Hans Spilde, Semsudin Leto og Torleif Husebø.

1.5 HMS faggruppe

For å dra nytte av kompetansen som finnes i næringen, er det i prosjektet opprettet en gruppe kalt HMS-faggruppe. Formålet er at gruppen skal gi faglige innspill relatert til blant annet framgangsmåte, underlagsmateriale og analyser og gi sitt syn på utviklingen generelt.

Gruppen har fått anledning til å kommentere denne rapporten og har gitt gode bidrag i kvalitets-sikringen. For utviklingen av indikatorer for eksponering av støy og kjemikalier har det vært en egen referansegruppe.

For Ptil og prosjektet er det meget utbytterikt å ha anledning til å diskutere utfordrende problemstillinger med personell med høy kompetanse og god innsikt. Deltagerne har gitt verdifulle innspill blant annet når det gjelder framgangsmåte, vektlegging av indikatorer og i diverse beslutningsprosesser.

Gruppens medlemmer er:

- Bjørn Saxvik, ConocoPhillips
- Andreas Falck, DNV
- Odd Thomassen, Ptil
- Odd J. Tveit
- Erik Hamremoen, StatoilHydro
- Frank Firing, StatoilHydro
- Lars Bodsberg, SINTEF
- Jan Hovden, NTNU
- Jakob Nærheim, StatoilHydro
- Skjalg Kallestad, ExxonMobil
- Stein Knardahl, Stami
- Arne Jarl Ringstad, StatoilHydro
- Knut Haukelid, UiO
- Konsulenter engasjert av Ptil (se delkapittel 1.7)

Petroleumstilsynet ønsker å gi anerkjennelse til de eksterne deltagerne for deres bidrag i prosjektet.



1.6 Sikkerhetsforum

Høsten 2000 ble det opprettet et forum bestående av representanter fra DSO, Lederne, OFS, NR, LO/NOPEF, OLF og Ptil. Ptil leder nå forumet og ivaretar sekretærfunksjonen. Arbeids- og administrasjonsdepartementet deltar som observatør. Mandatet til Sikkerhetsforum er som følger:

- være et forum for å diskutere, initiere og følge opp aktuelle sikkerhets- og arbeidsmiljøspørsmål
- legge tilrette for et godt samarbeid mellom partene i næringen og myndighetene i samsvar med intensjonen i arbeidsmiljøloven § 1
- generelt begrense seg til å diskutere spørsmål som faller inn under Ptils myndighetsområde og ikke forhold som er regulert gjennom tariffavtaler eller andre privatretslige avtaler
- være referansegruppe for prosjekter som er igangsatt eller planlegges initiert av partene eller av myndighetene som f.eks. Sikkerhetsmeldingen, Ptils prosjekt "Risikonivå - Norsk sokkel", OLFs "Samarbeid for sikkerhet" og OLFs aldringsprosjekt, etc.

1.7 Partssammensatt rådgivingsgruppe

Etter anbefaling fra Sikkerhetsforum ble det i 2009 etablert en partssammensatt rådgivingsgruppe for RNNP.

Gruppens formål er å gi råd til Ptil vedrørende utvikling og gjennomføring av RNNP. Hovedfokus skal være på:

- Valg av nye satsingsområder
- Tilpasning av eksisterende områder for å sikre at de er formålstjenelige med tanke på å måle risikofaktorer
- Bistand i forbindelse med valg av arbeidsmetode for gjennomføring av kvalitative undersøkelser
- Bidra til å skape motivasjon for deltakelse i RNNPs spørreskjemaundersøkelse
- Bidra til å identifisere deltakere til arbeidsgrupper, for eksempel i forbindelse med tilpasning av spørreskjema, gjennomføring av kvalitative undersøkelser og lignende.

Gruppen består av følgende medlemmer:

- Aud Nistov, OLF
- Christian Cappelen Smith, Rederne
- Halvor Erikstein, SAFE
- Ingar Lindheim, Esso
- Ketil Karlsen, IE
- Ove Erik Helle, Lederne
- Turid Myhre, NI
- Jørn Eggum, Fellesforbundet



1.8 Bruk av konsulenter

Ptil har valgt å benytte ekstern ekspertise for gjennomføring av deler av prosjektet. Følgende personer har vært involvert:

- Jan Erik Vinnem, Preventor
- Jorunn Seljelid, Bjørnar Heide, Cecilie Å. Nyrønning, Peter Ellevseth, Ole Magnus Nyheim, Sverre Kvalheim og Terje Dammen, Safetec
- Bodil Mostue, Stein Hauge, Rannveig Tinnmanssvik, SINTEF Teknologi og Samfunn, Trond Kongsvik, Studio Apertura.

1.9 Definisjoner og forkortelser

1.9.1 Sikkerhet, risiko og usikkerhet

Sikkerhetsbegrepet som er lagt til grunn i prosjektet følger regelverkets tolkning, og dekker:

- Mennesker
- Miljø
- Materielle verdier, herunder produksjons- og transportregularitet

Sikkerhet kan derfor tolkes som fravær av fare for mennesker, miljø og materielle verdier. Når sikkerhet skal konkretiseres og angis benyttes ofte risikobegrepet.

Ulike former for risikobeskrivelser (målinger, indikatorer, indekser, beregninger) og vurderinger brukes for å gi et bilde av risikonivået. I denne studien brukes statistiske risikoindikatorer og undersøkelser basert på subjektiv vurdering av risiko.

De statistiske risikoindikatorene beregnes på basis av inntrufne historiske hendelser og antagelser om gyldighet av denne erfaringen for framtidige operasjoner. Indikatorene reflekterer:

- Tilløp til ulykker, nestenulykker og andre uønskede hendelser
- Ytelse av barrierer
- Potensielt antall omkomne

I denne sammenhengen er barrierer tolket i samme vide forstand som i regelverket for petroleumsvirksomheten, og omfatter tekniske, operasjonelle og organisatoriske tiltak.

Den opplevde risiko, som er en vurdering av risiko, er avhengig av:

- Risikobeskrivelser som foreligger, herunder statistiske risikoindikatorer
- Opplevelse av risikoforhold og forebyggende arbeid
- Holdninger, kommunikasjon, samarbeidsforhold
- Kulturelle aspekter
- Grad av egen styring og kontroll

De statistiske risikoindikatorene predikerer framtidig antall hendelser med usikkerhetsintervall (prediksjonsintervall), med utgangspunkt i historiske tall. Usikkerhetsintervallene brukes også for å avdekke trender i materialet. Delkapittel 2.3.5 i Pilotprosjektrapporten forklarte bruk av prediksjonsintervall.

1.9.2 Definisjoner

De mest aktuelle begreper kan forklares som følger:



Barriere	Brukes i vid forstand som i regelverket, og omfatter tekniske, operasjonelle og organisatoriske tiltak. ISO 17776 har en definisjon av barrierer (oversatt fra engelsk): Barrierer – tiltak som reduserer sannsynligheten for å utløse en fares mulighet for å gjøre skade eller redusere skadepotensialet.
Definerte fare- og ulykkessituasjoner (DFU)	Fare- og ulykkessituasjoner som legges til grunn for å etablere virksomhetens beredskap.
Opplevd risiko	Reflekterer aktørenes opplevelse av risikoforhold og forebyggende arbeid, holdninger, kommunikasjon, kulturelle aspekter, samarbeidsforhold, samt statistisk risiko.
Risikonivå	Angivelse av risiko som reflekterer statistisk risiko og opplevd risiko.
Statistisk risiko	Risiko beregnet på basis av inntrufne historiske hendelser og antagelser om gyldighet av denne erfaringen for framtidige operasjoner. For personrisiko er en vanlig angivelse av risiko uttrykt som "FAR-verdi", se delkapittel 1.9.3.
Storulykke	Det finnes flere alternative definisjoner på dette begrepet, de to mest anvendte er: • Storulykke er en ulykke (dvs. innebærer et tap) der minst fem personer kan eksponeres. • Storulykke er en ulykke forårsaket av feil på en eller flere av systemets innbygde sikkerhets- og beredskapsbarrierer. I rapporten benyttes i hovedsak den siste tolkningen.
Ytelse [av barrierer]	Integritet (pålitelighet, tilgjengelighet), effektivitet (kapasitet, tid) og sårbarhet (motsatt av robusthet).

1.9.3 Beregning av risiko for personell

Risiko for personell uttrykkes ofte som såkalt FAR-verdi (Fatal Accident Rate), som kan benevnes som:

- FAR - Antall omkomne per 100 millioner eksponerte timer (når beregnet ut fra inntrufne dødsfall)
- FAR - **Statistisk forventet** antall omkomne per 100 millioner eksponerte timer (når beregnet ut fra risikoanalyse)

Når eksponerte timer skal uttrykkes for et anlegg på land velger man et antall timer som reflekterer aktuell skiftordning på anlegget, normalt timer per år.

FAR-verdier angis normalt som gjennomsnittsverdier over året for hele innretningen eller en gruppe personer på innretningen. En ofte benyttet formel for beregning av FAR-verdi basert på totaltid er:

$$FAR = \frac{PLL \cdot 10^8}{POB_{gj.sn.} \cdot 8760}$$

Her benyttes følgende:

PLL	Antall omkomne (enten observert eller forventet antall, se FAR-verdi over) per år for en innretning eller en aktivitet
$POB_{gj.sn.}$	Gjennomsnittlig antall personer om bord over året



8.760 er totalt antall timer per år, mens faktoren 10^8 (100 millioner) benyttes for å få greie tall å forholde seg til. Typiske FAR-verdier for en innretning, relatert til totaltid, ligger ofte i intervallet fra 2-20.

FAR- og PLL-verdier kan som angitt over baseres på observerte verdier eller forventet antall. Vanligvis skiller en på følgende:

- For arbeidsulykker kan beregningene ofte baseres på observerte ulykker, da antallet observerte hendelser i alle fall over noen år, vil kunne gi et realistisk estimat.
- For storulykker kan beregning av risiko ikke baseres på observerte ulykker, da antallet observerte hendelser på anleggene aldri vil kunne gi et godt bilde av aktuell risiko. Forventet antall hendelser og omkomne må derfor benyttes.

Tilsvarende gjelder for personskader, der det også er et betydelig datamateriale som kan nyttes i beregninger. Det samme er tilfelle for arbeidsbetinget sykdom, men her er det andre forhold som gjør at antallet ikke er egnet for å angi risiko (se pilotprosjektrapporten for diskusjon av arbeidsbetinget sykdom som indikator).

1.9.4 Forkortelser

AD	Arbeidsdepartementet
BDV	Trykkavlastningsventil
DFU	Definerte fare- og ulykkessituasjoner
DNV	Det Norske Veritas
ESV	Nødavstengningsventil
FAR	Fatal Accident Rate (se 1.9.3)
HC	Hydrokarboner
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
LEL	Lower Explosion Limit (nedre eksplosjonsgrense)
LO	Landsorganisasjonen
MTO	Menneske, Teknologi og Organisasjon
NAV	Norges arbeids- og velferdsforvaltning
NTNU	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
PLL	Potential Loss of Life (se delkapittel 1.9.3)
PSV	Sikkerhetsventil
Ptil	Petroleumstilsynet
QRA	Quantitative risk assessment (tilsvarer normalt TRA)
RNNP	RisikoNivå Norsk Petroleumsvirksomhet
SAFE	Sammenslutningen av Fagorganiserte i Energisektoren
TRA	Totalrisikoanalyse
TTS	Teknisk Tilstand Sikkerhet
UEL	Upper Explosion Limit (øvre eksplosjonsgrense)



2. Analytisk tilnærming, omfang og begrensninger

2.1 Bakgrunn for valg av analytisk tilnærming

Bakgrunnen for arbeidet med landanleggene som startet i 2006 var et vedtak om å utvide aktiviteten fra innretninger på sokkelen til landanlegg som faller inn under Ptils ansvarsområde. Det var derfor naturlig at en i hovedsak fulgte den samme analytiske tilnærmingen som for innretningene på sokkelen, med nødvendige tillempninger. For øvrig er valg av analytisk tilnærming diskutert i større bredde i kapittel 2 i rapporten for [2006](#).

2006 var første året med datainnsamling for landanleggene. Det har tradisjonelt ikke vært samme rapporteringskultur innenfor landbasert virksomhet, som på sokkelen. Derfor er dataomfanget begrenset:

- Et begrenset antall såkalte "DFUer" (dvs. tiløpshendelser som kan gi storulykker)
- Et lite antall barriereelementer (også kalt sikkerhetssystemer)
- Alvorlige personskader.

2.2 Analyse av storulykkesrisiko

2.2.1 Data om hendelser

Det er valgt å basere den kvantitative analysen på definerte fare- og ulykkessituasjoner (DFUer), med følgende hovedtrekk:

- Forekomst av DFUer er valgt som indikator for frekvens av potensielle storulykker
- Ytelsen av sikkerhets- og beredskapsbarrierer er valgt som indikator for barrierenes godhet

DFUene har vært sentrale i regelverket for sokkelen i mange år, og ble derfor valgt da arbeidet med risikonivå i petroleumsvirksomheten startet i 1999. DFUer har ikke vært noe sentralt begrep i tilsvarende lovverk for landanleggene, men det er langt på vei de samme selskaper som driver landanleggene som driver offshore-innretningene, så DFU som begrep har ikke vært ukjent på landanleggene.

Det er kun en mindre del av de hendelser som normalt defineres som DFUer, som er relatert til storulykker. Slik sett kan det argumenteres for at kun disse skulle følges opp, ettersom indikatorer for storulykker er det primære satsingsområde. Det er likevel lagt opp til at alle kategorier DFUer inngår i rapporteringen. Dette innbefatter:

- Potensielle storulykker
- Ulykkeshendelser av mindre omfang
- Midlertidig økning av risiko

I definisjonen av DFUer måtte en også skjele til avgrensningene av hva på landanleggene som ligger innenfor og utenfor "systemgrensene", mao. begrensningene for hva en fokuserer på i arbeidet, se delkapittel 2.5. Tabell 1 benytter de samme DFU-numre som for innretningene på sokkelen, for å unngå forvirring med ulike nummerserier.

Tabell 1 Oversikt over DFUer for landanlegg

DFU nr	DFU beskrivelse
1	Ikke-antent hydrokarbonlekkasje
2	Antent hydrokarbonlekkasje
4	Brann/eksplosjon, utilsiktede som ikke inngår i DFU2
19	Giftig utslipp
21	Fallende gjenstand
22	Utslipp fra støttesystemer
23	Bilulykke/Ulykke med andre transportmidler

Indikatorer for risikonivået angis separat for følgende elementer:

- Storulykkesrisiko (DFU 1, 2 og 4 i Tabell 1)
- Alvorlige personskader
- Andre forhold (DFU 19, 21-24 i Tabell 1)

DFU-baserte indikatorer presenteres i kapittel 4, sammen med barriereindikatorer. Alvorlige personskader presenteres i kapittel 5.

En nærmere beskrivelse av hendelsesdata basert på DFUer ble gitt i rapporten for 2006, se Ptil (2007).

2.2.2 Barrieredata

De barriereelementer (sikkerhetssystemer) som dekkes etter en viss utvikling over tid, er følgende:

- Gassdetektorer
- Nødavstengningsventiler, ESV
- Sikkerhetsventiler, PSV
- Brannvannsforsyning
- Høyintegritets trykkbeskyttelses systemer, HIPPS.

En nærmere beskrivelse av data for barrierer ble gitt i rapporten for 2006, se Ptil (2007).

2.2.3 Normalisering

For innretningene på sokkelen er det gjort et betydelig arbeid for å normalisere hendelsesdata, dvs. relatere antallet ulykker og hendelser til eksponeringsdata. Flere parametere er benyttet for normalisering, ettersom det ikke er en normaliseringsparameter som tilstrekkelig representativ for alle forhold.

Når det gjelder landanlegg, har en ikke funnet andre aktuelle og praktiske parametere enn arbeidstimer for normalisering. Det har heller ikke vært samme grad av rapportering av mulige normaliseringsdata på landanleggene, som det som er for sokkelaktiviteten. For noen anlegg har en kun totalt antall arbeidstimer tilgjengelig, på sikt kan en se for seg en viss felles nedbryting.

2.2.4 Analyse av trender

Analyse av trender er en av de sentrale analysemetoder i dette arbeidet, når det gjelder innretninger på sokkelen. Dette blir kun i begrenset grad gjort for landanleggene. En må ha data over flere år før dette blir tilstrekkelig robust.



2.3 Rapportering av ulykkestilløp og personskader

Data for landanlegg samles inn ved hjelp av et enkelt regneark, med dedikerte felt for de ulike DFUer (Tabell 1), barrierer, alvorlige personskader og arbeidstimer. Regnearket er blitt utsendt separat for første og andre halvår.

2.4 Alvorlige personskader

Definisjon av 'alvorlige personskade' er så godt som identisk i Arbeidstilsynets og Ptils regelverk, og omfatter følgende typer skade:

- a) hodeskader med hjernerystelse, tap av bevissthet eller andre alvorlige følger,
- b) tap av bevissthet som følge av arbeidsmiljøfaktorer,
- c) skjelettskader, unntatt enkle brist eller brudd på fingre eller tær,
- d) skader på indre organer,
- e) hel eller delvis amputasjon av lemsdeler,
- f) forgiftninger med fare for varige helseskader, som H₂S-forgiftning,
- g) forbrennings-, frost-, eller etseskader med fullhudsskade (3. grad) eller delhudsskade (2. grad) ansiktet, på hender, føtter eller i underlivet, samt alle delhudsskader som i omfang er større enn fem prosent av kroppsoverflaten,
- h) generell nedkjøling (hypotermi),
- i) varig eller lengre tids arbeidsudyktighet.

2.5 Omfang av arbeidet

Det er åtte landanlegg som faller inn under Ptils ansvarsområde, og som inngår i dette arbeidet. To av disse, Ormen Lange og Snøhvit landanlegg startet produksjon høsten 2007, og har slik sett ikke rapportert alle data for hele perioden 2006–09. Detaljene rundt anleggene er omtalt i rapporten for 2006.

Når det gjelder skip ved kai for utskipning, er det Ptils ansvarsområde som begrenser hvilke typer hendelser som inngår. Rene maritime hendelser uten mulig konsekvens for hydrokarboner eller landanlegg inngår ikke, de er Sjøfartsdirektoratets ansvarsområde.

Følgende aktiviteter og operasjoner inngår i arbeidet:

- All virksomhet innenfor systemgrensene
- All rørledningstransport innenfor systemgrensene
- Skip ved kai med de begrensninger som er gitt ovenfor.

3. Data- og informasjonsinnhenting

3.1 Data om aktivitetsnivå

I den sokkelrelaterte delen av arbeidet benyttes flere parametere for normalisering, selv om hovedvekt er på timeverk. For landanlegg er det mest aktuelt med timeverk for ansatte og innleide på anlegget. Det passer for personellrisiko knyttet til ansatte.

3.1.1 Arbeidstimer – grunnlag

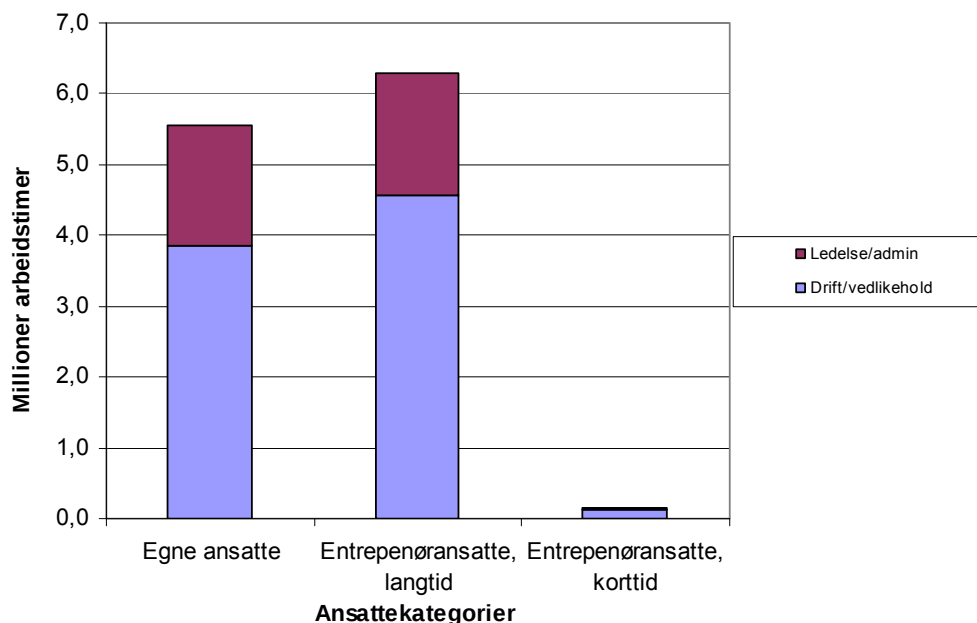
For rapporteringen av arbeidstimer er næringen anmodet om en inndeling to hovedgrupper:

- drifts- (inkl prosessoperatører) og vedlikeholdspersonale (alle som har arbeidssted utenom adm.-bygg)
- ledelse og administrasjon

Videre er det anmodet om at en skilte mellom egne ansatte og entreprenøransatte, der sistnevnte kategori om mulig deles i 2 undergrupper; med korttidskontrakt og langtidskontrakt (minst 6 måneders varighet). Ikke alle anlegg rapporterer data slik en har anmodet om.

3.1.2 Arbeidstimer

Figur 1 viser data for alle anlegg, med splitt av timer på drift/vedlikehold samt ledelse/administrasjon. For alle anlegg er det totalt ca 12 millioner arbeidstimer, tilsvarende ca 7 500 årsverk.



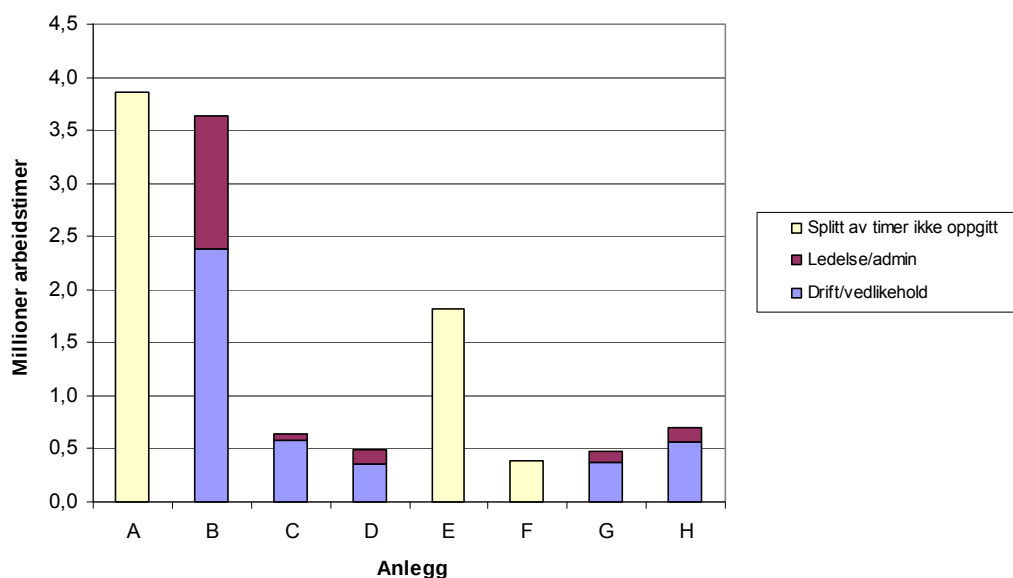
Figur 1 Arbeidstimer på landanlegg, 2010

Det skal bemerkes at tre av anleggene ikke splitter arbeidstimerne mellom drift/vedlikehold og ledelse/administrasjon. For disse anleggene har en benyttet en antatt splitt av timer for egne ansatte som tilsvarer snittet av de andre anlegg i drift. Timene for entreprenøransatte er ikke splittet, her er alle antatt å være drifts- og vedlikeholdspersonale. For alle grupper er det om lag 71 % drift/vedlikeholds personell, 29 % ledelse/administrasjon.

Antallet timeverk til drift og vedlikehold er ca 8,5 millioner, ca 45 % er egne ansatte, ca 53,5 % er entreprenøransatte på langtidskontrakt, resten (1,3 %) entreprenøransatte på korttidskontrakt. Innenfor

ledelse og administrasjon er det ca 3,5 millioner arbeidstimer, ca 49 % er egne ansatte, ca 50 % er entreprenøransatte på langtidskontrakt, resten (1,2 %) entreprenøransatte på korttidskontrakt.

Figur 2 viser fordeling av egne ansatte og entreprenøransatte for alle anleggene, anonymisert. To av anleggene har betydelig flere arbeidstimer enn de andre. Det framgår også at det er en viss variasjon i andelen entreprenøransatte mellom anleggene.



Figur 2 Fordeling av egne og entreprenøransatte, 2010

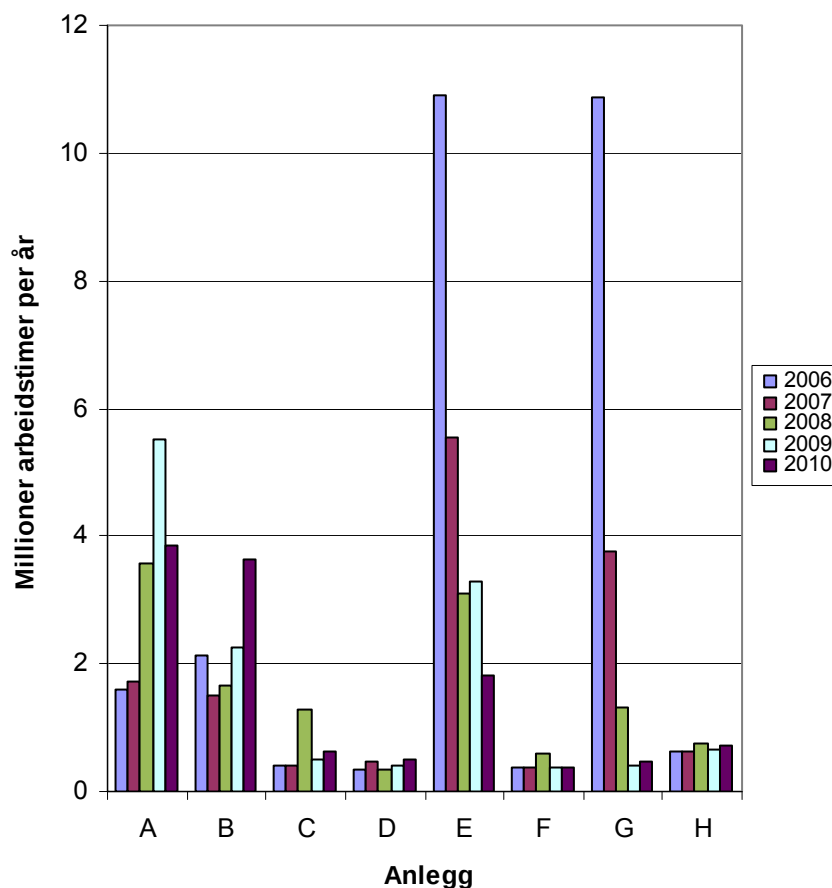
Figur 3 viser fordeling av arbeidstimer alle anleggene, anonymisert, med forskjeller i perioden 2006-10. To av anleggene var i anleggsfase i hele 2006 og deler av 2007.

3.2 Hendelses- og barrieredata

3.2.1 Datakilder

Alle data rapporteres av anleggene på et regneark, med innrapportering to ganger per år. Følgende kriterier for hva som skulle innrapporteres av hendelser gjelder for de enkelte DFUer:

- DFU1/2; ikke-antent/antent hydrokarbonlekkasje:
 - > 0,1 kg/s, eller
 - < 0,1 kg/s, hvis total masse > 100 kg
- DFU4; andre branner:
 - Alle gule og røde hendelser, så lenge de er utilsiktet
- DFU19; giftig utslipp:
 - Alle med potensial for å gi helseskade
- DFU21; fallende gjenstand:
 - Alle gule og røde hendelser
- DFU22; utslipp fra støttesystemer:
 - Alle gule og røde hendelser med potensial for å gi helseskade
- DFU23; bilulykke/ulykke med transportmidler:
 - Alle gule og røde hendelser



Figur 3 Fordeling av egne og entreprenøransatte, 2006–10

Når det gjelder barrieredata, er dette i 2010 begrenset til følgende barriereelementer:

- Gassdetektorer
- Nødavstengningsventiler, ESV
- Sikkerhetsventiler, PSV
- Aktiv brannsikring (Brannvannsforsyning)
- Signalgivere og ventiler som inngår i HIPPS-systemer
- Vedlikeholdsdata

HIPPS barriereelementer ble samlet inn for første gang i 2008. Alle anlegg har innrapportert både DFU- og barrieredata, men alle anlegg har ikke rapportert HIPPS-data.

3.3 Personskadedata

Data om personskader skal i utgangspunktet bli sendt fra NAV til Petroleumstilsynet, for de åtte landanlegg som inngår. Imidlertid fungerer ikke dette fullt ut, ettersom en er avhengig av at det enkelte NAV kontor er kjent med prosedyren. Det er derfor avtalt en særskilt rapportering av de alvorlige personskader, direkte til Ptil, gjennom det felles regneark for rapportering av alle data.

De data som rapporteres fra de enkelte anlegg kontrolleres i tillegg mot de data som rapporteres ved gjenpart av NAV-skjema fra NAV kontorene og mot varslede hendelser med personskade som faktisk konsekvens, for å få så komplette data som mulig.



4. Risikoindikatorer

4.1 Oversikt over indikatorer

Tabell 1 (i kap2) viser oversikten over DFUene, der DFU1; 2 og 4 har storulykkespotensial, mens de øvrige også kan ha alvorlige konsekvenser, men ikke nødvendigvis storulykke. I delkapittel 2.2.2 er det vist en oversikt over de barriereelementer som en har bedt om testdata for. I dette kapitlet diskuteres begge typer data.

I litteraturen kan en ofte se hendelsesdata (DFU-hendelser) referert til som tilbakeskuende indikatorer, mens barrieredata ofte refereres til som framoverskuende eller proaktive indikatorer.

4.2 Hendelsesindikatorer

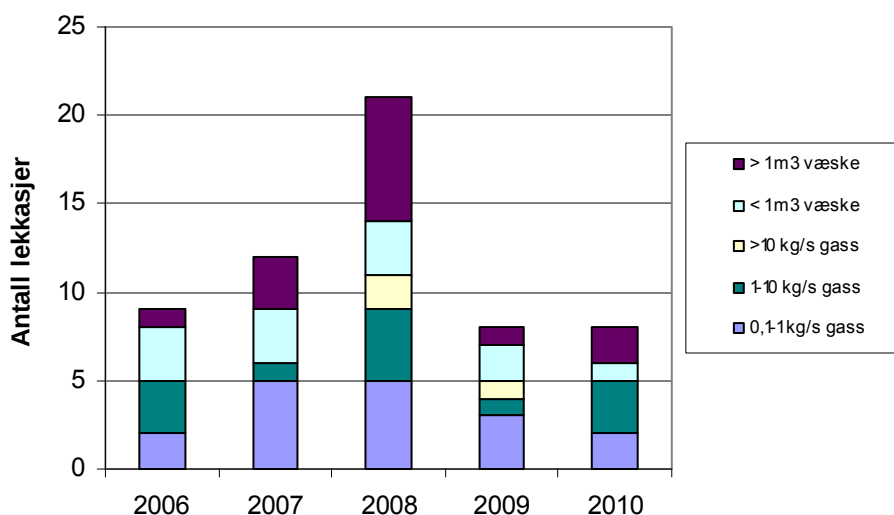
4.2.1 DFUer med storulykkespotensial

4.2.1.1 DFU1, Uantent hydrokarbonlekkasje

I 2007 og 2008 var det hendelser innenfor alle de tre DFUene med storulykkespotensial, i 2009 og 2010 har det ikke vært antente hydrokarbonlekkasjer. Det har vært 8 uantente lekkasjer i både 2009 og 2010, et lavere antall lekkasjer enn de foregående år. I 2008 var det 21 uantente hydrokarbonlekkasjer mens det 2007 var 12. Gjennomsnitt for perioden 2006–10 er nærmere 12 uantente lekkasjer per år.

Figur 4 viser en oversikt over de uantente hydrokarbonlekkasjer som er registrert for perioden 2006–10, der følgende rapporteringsgrenser er benyttet:

- Alle lekkasjer over 0,1 kg/s
- Lekkasjer under 0,1 kg/s, dersom mengden er minst 100 kg.



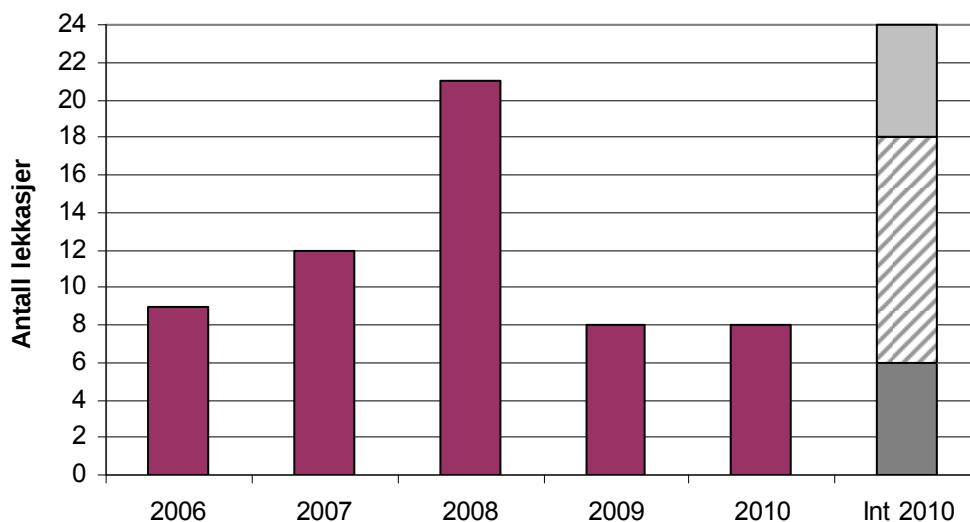
Figur 4 Oversikt over alle uantente lekkasjer (DFU1) på landanlegg, 2006-2010

Det er i 2010 innrapportert totalt 8 hydrokarbonlekkasjer, 5 gasslekkasjer og 3 væskelekkasjer. En gasslekkasje var meget omfattende med et totalt utslipp på 13 tonn. Denne hendelsen er gransket av Ptil. To anlegg hadde sitt første hele driftsår i 2008. Disse anleggene har hatt få lekkasjer. I en del tilfeller er det kun begrenset mengde detaljer tilgjengelig om hver enkelt lekkasje. I noen tilfeller må det gjøres en del antagelser.



Figur 5 viser en trendfigur for uantente lekkasjer (ikke normalisert), der verdien i 2010 blir sammenlignet med et prediksjonsintervall for 2010 basert på gjennomsnitt for perioden 2006–09. Man ser at antall lekkasjer i 2010 havner innenfor prediksjonsintervallet basert på 2006–2009-data, og det er derfor ikke mulig å påpeke noen statistisk signifikant trend sammenlignet med de foregående årene.

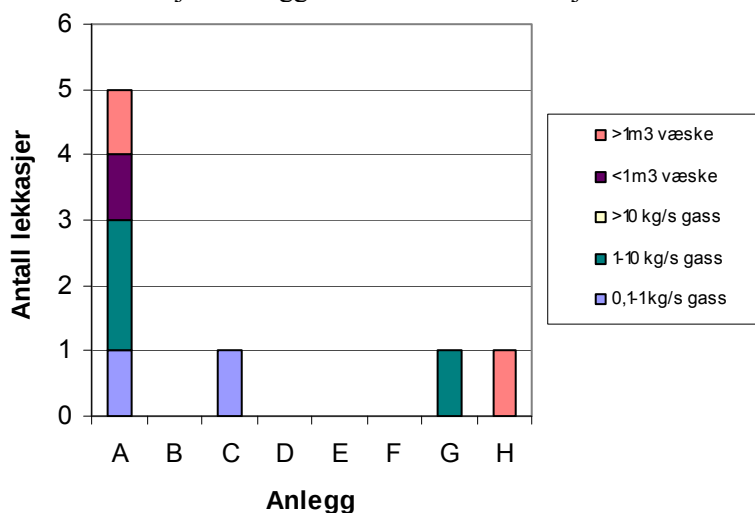
Det har trolig vært en økt rapporteringsgrad i perioden, slik at eventuelle trender også har vært påvirket av andre forhold i tillegg til det forebyggende arbeid på anleggene.



Figur 5 Trender uantente lekkasjer (DFU1), landanlegg, 2010 mot gjennomsnitt 2006–09

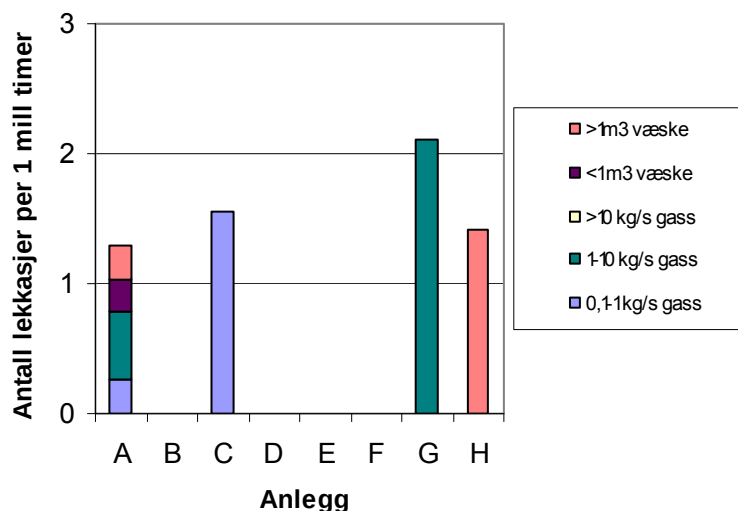
Det er foreløpig ikke tilordnet vekt til de ulike lekkasjene, for å uttrykke deres alvorlighet på en felles (relativ) skala, slik det gjøres for innretningene på sokkelen.

Figur 6 viser en oversikt over de landanlegg der det har inntruffet uantente lekkasjer i 2009. Fire av anleggene har hatt uantente lekkasjer. Anlegg A har hatt flest lekkasjer i alle år.



Figur 6 Fordeling av uantente lekkasjer på de enkelte landanlegg

Figur 7 viser det samme som Figur 6, men der antallet lekkasjer er normalisert i forhold til totalt antall arbeidstimer på anlegget. Når en ser på normaliserte data, får anlegg G den høyeste verdien.

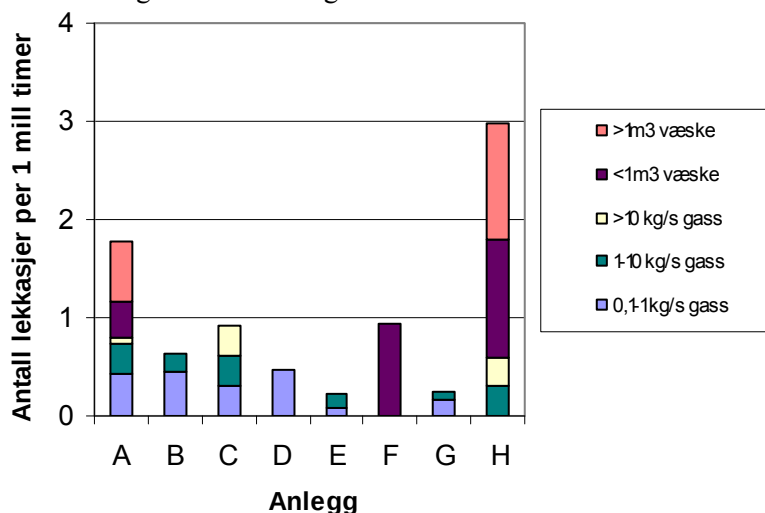


Figur 7 Uantente lekkasjer for de enkelte landanlegg, normalisert mot arbeidstimer, 2010

Figur 8 viser samme normaliserte frekvenser som Figur 7, men slik at gjennomsnitt for 2006–2010 er beregnet, for å jevne ut så langt mulig tilfeldige variasjoner fra år til år.

Det framgår av Figur 8 at anlegg H fortsatt er det anlegget som har høyest frekvens per 1 million timer, tilsvarende som i 2009, mens anlegg A også har betydelige verdier. Tidligere år har anlegg A hatt høyeste verdi. Gjennomsnitt for alle anlegg i drift er 0,90 lekkasjer per 1 million arbeidstimer for hele perioden.

Det er imidlertid ikke relevant å sammenligne anleggene kun ut fra antall arbeidstimer. Det er to raffinerier blant anleggene, som har erfaringsmessig større lekkasjepotensial enn eksempelvis de rene gass-terminaler. Omfanget av anlegg og lekkasjepotensial varierer også betydelig mellom anleggene, uten at denne variasjonen nødvendigvis reflekteres godt av antall arbeidstimer.

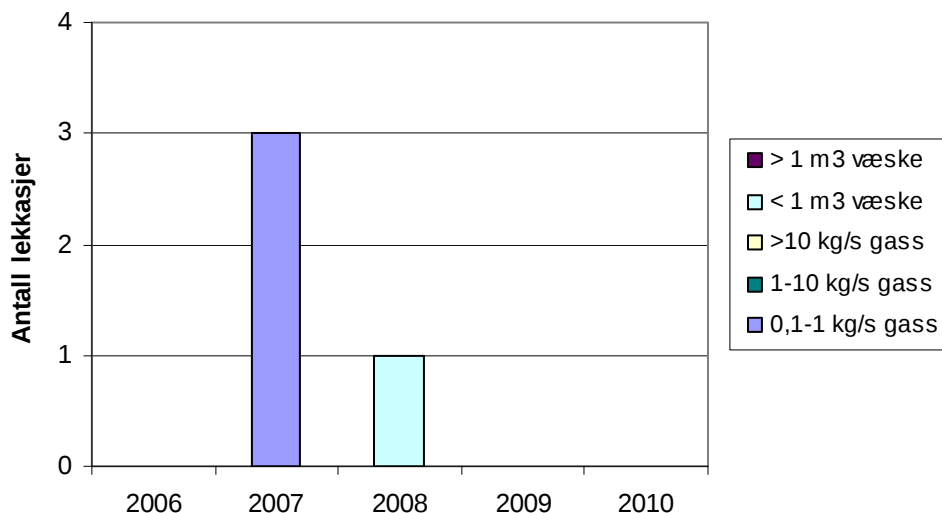


Figur 8 Uantente lekkasjer for de enkelte landanlegg, normalisert mot arbeidstimer, 2006–10



4.2.1.2 DFU2, Antent hydrokarbonlekkasje

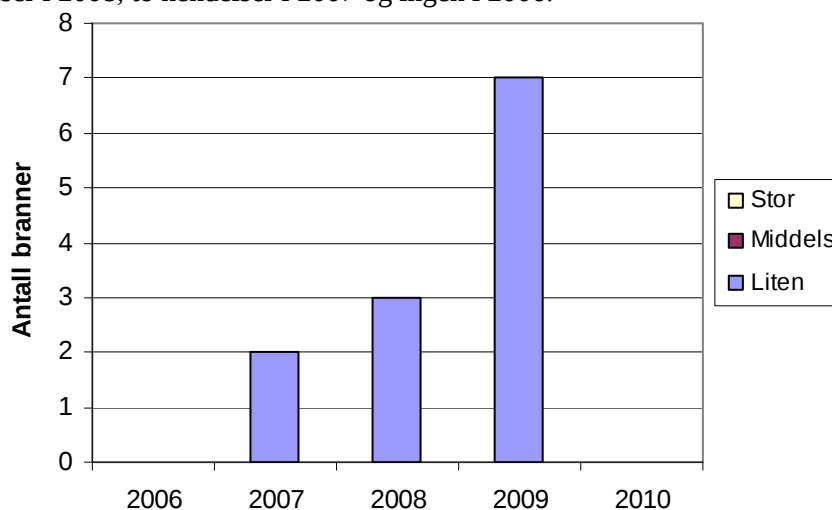
I 2006 var det ingen slike hendelser. Det var 3 antente hydrokarbonlekkasjer i 2007, alle på ett av anleggene, det var kun en hendelse i 2008, mens det ikke var slike hendelser i 2009 og 2010, slik Figur 9 viser. Det er enkelte helt kortvarige antente lekkasjer som ikke er tatt med, når varighet og eller mengde er veldig begrenset. Alle antente hydrokarbonlekkasjer har inntruffet på anlegg A.



Figur 9 Oversikt over alle antente lekkasjer (DFU2) på landanlegg, 2006–10

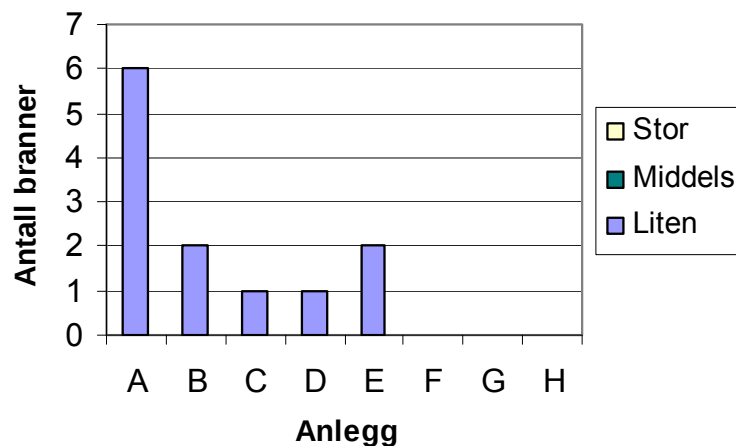
4.2.1.3 DFU4, Andre branner

Figur 10 viser antall branner og eksplosjoner som ikke inngår i DFU2, altså utenom hydrokarbonbranner. Det ble ikke registrert noen slike hendelser i 2010, mens det ble registrert sju slike hendelser i 2009, tre hendelser i 2008, to hendelser i 2007 og ingen i 2006.



Figur 10 Antall branner/eksplosjoner utenom hydrokarbonbranner, 2006–10

De registrerte hendelsene i perioden 2006-2010 fordeler seg mellom de ulike anleggene som vist i Figur 11. Alle hendelser har vært små branner.



Figur 11 Antall branner utenom hydrokarbonbranner for de enkelte anlegg, 2006-10

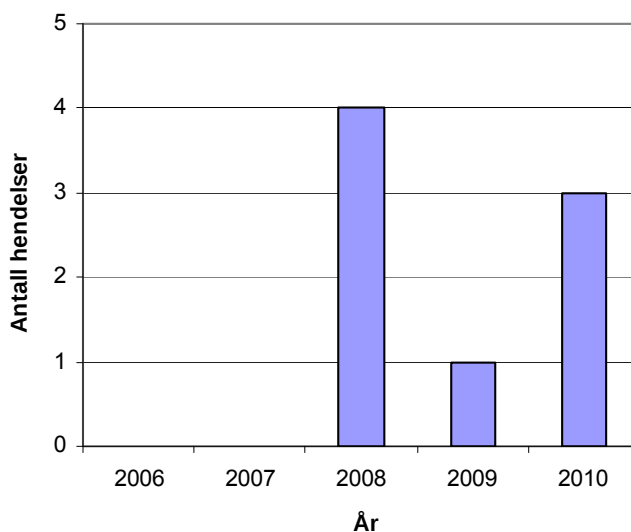
4.2.2 Andre DFUer

De øvrige DFUer som registreres som ikke har storulykkespotensial, er følgende:

- Giftig utslipp (DFU19)
- Fallende gjenstand (DFU21)
- Utslipp fra støttesystemer (DFU22)
- Bilulykke/Ulykke med andre transportmidler (DFU23)

4.2.2.1 DFU19, Giftig utslipp

For DFU19, giftig utslipp, er det rapportert 3 hendelser i 2010, mens det var 1 hendelse i 2009, 4 hendelser i 2008, og ikke slike utslipp i 2006 og 2007. Figur 12 viser utviklingen av antall slike hendelser for perioden 2006–10. Alle hendelser i 2008 involverer H₂S, lekkasjen i 2009 var en diesellekkasje, mens lekkasjene i 2010 involverer kondensat, metanol og xylene.



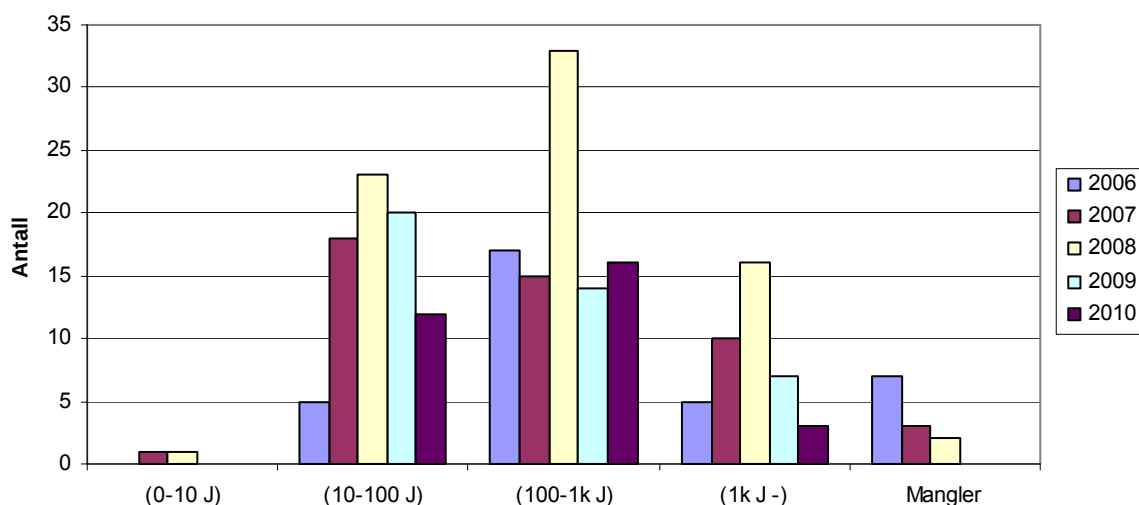
Figur 12 Antall hendelser med giftig utslipp på landanlegg, 2006–10



4.2.2.2 DFU21, Fallende gjenstand

For DFU21, fallende gjenstander, er det rapportert inn 31 hendelser for 2010. Dette innbefatter både hendelser rapportert direkte til risikonivåprosjektet og hendelser varslet til Ptil. Det som er rapporteringspliktig er de hendelser som har potensial for å gi personskader, ofte referert til som "gule og røde hendelser", der Synergi benyttes som registreringssystem for hendelser mv. Dette er en reduksjon fra 2009, men det er på samme nivå som i 2006. Se Figur 15 for normaliserte data.

Figur 13 viser antall hendelser, inndelt etter energinivå når gjenstanden treffer bakken/underlaget. 1000 J (=1 kJ) tilsvarer en gjenstand på ca 10 kg som faller fra 10 m høyde.

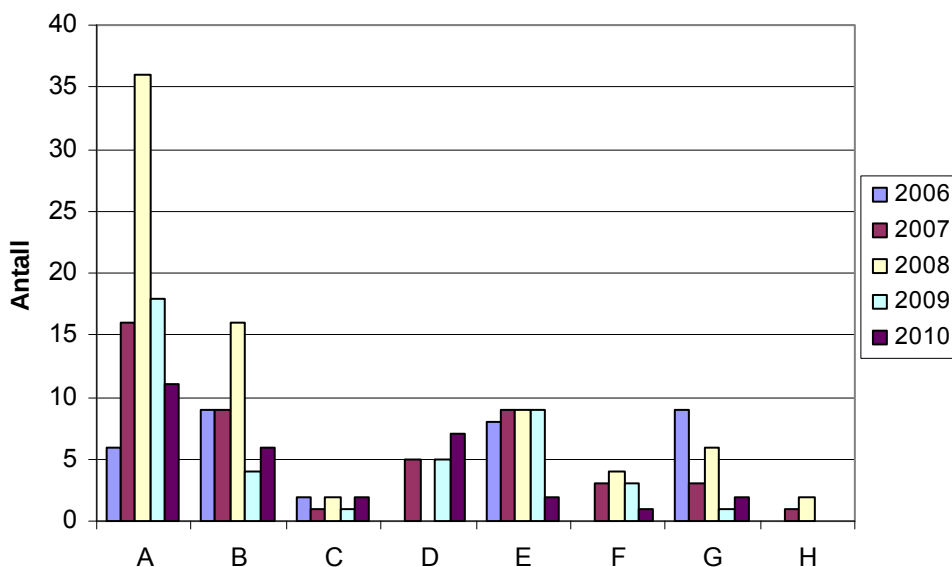


Figur 13 Antall hendelser med fallende last på landanlegg fordelt på energiklasser i perioden 2006-2010

15 av de 31 hendelsene registrert i 2010 hadde energinivå større enn 100 J, som tilsvarer et potensial for å gi alvorlige personskader. I 2010 er det ikke rapportert noen tilfeller som kunne ha ført til HC-lekkasje. De fleste hendelsene skjer i forbindelse med aktiviteter som ikke kan knyttes til prosessutstyr eller kranløft, men mer generelle drift, vedlikehold og modifikasjonsoppgaver.

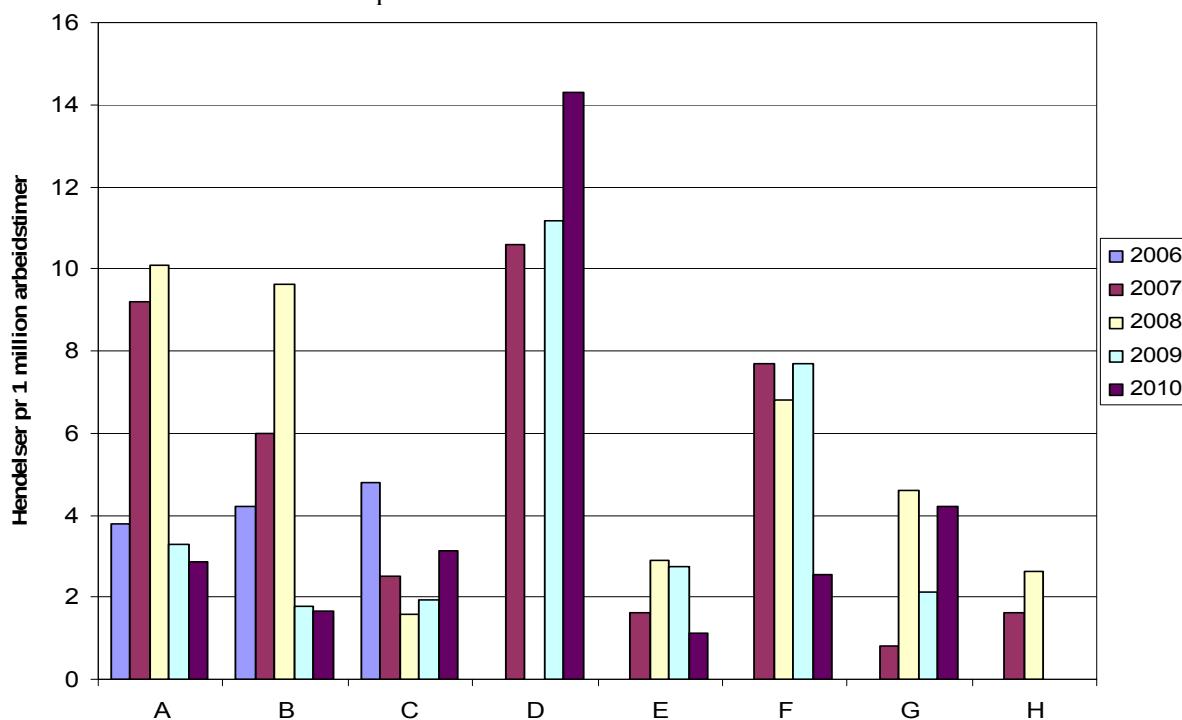
Kun en hendelse er rapportert med personskade. I 2010 er flere personer eksponert i 20 % av hendelsene. Dette er en betydelig nedgang fra 2009 da flere mennesker var eksponert i ca 34 % av hendelsene. 2010 samsvarer med perioden 2006-2008 hvor andelen hendelser der flere er eksponert ligger rundt 20 %.

Figur 14 viser hendelsene med fallende last fordelt på de ulike landanleggene. I 2010 er det ett landanlegg som ikke har rapportert noen hendelser relatert til fallende last, og dette er det samme som ikke rapporterte noen hendelser i 2009.



Figur 14 Hendelser med fallende last fordelt på de ulike landanlegg i perioden 2006-2010

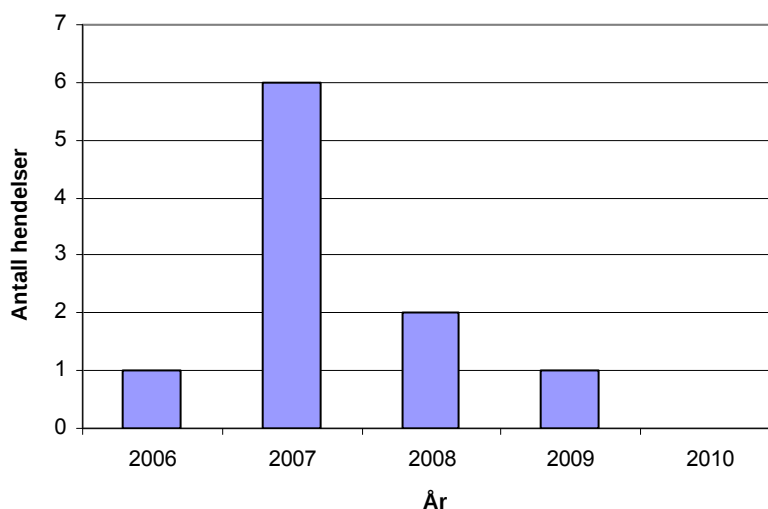
Figur 15 viser gjennomsnittlig antall hendelser per million arbeidstimer. Anlegg D har flest hendelser per million arbeidstimer, etterfulgt av anlegg G. Anlegg F, som i 2009 hadde nest flest hendelser har mer enn halvert antall hendelser per million arbeidstimer i 2010.



Figur 15 Fallende last hendelser for de enkelte landanlegg, normalisert mot arbeidstimer

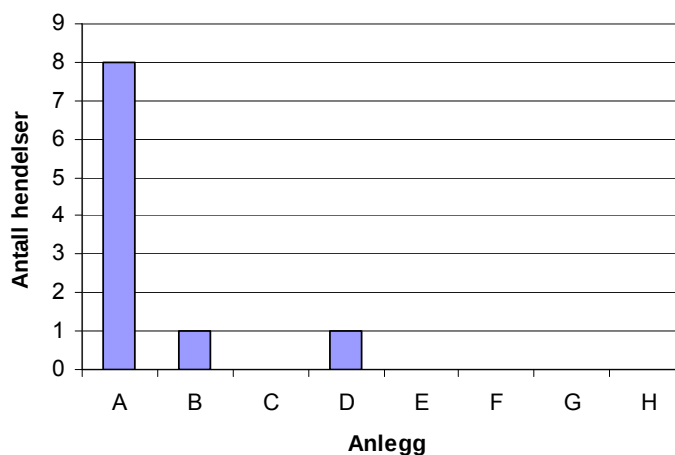
4.2.2.3 DFU22, Utslipp fra støttesystemer

Det var ikke registrert noen utslipp fra støttesystemer i 2010. I 2009 ble det registrert ett utslipp, to utslipp i 2008, mens det var seks slike hendelser i 2007, og kun ett tilfelle rapportert i 2006, som vist i Figur 16.



Figur 16 Antall utslipp fra støttesystemer, 2006–10

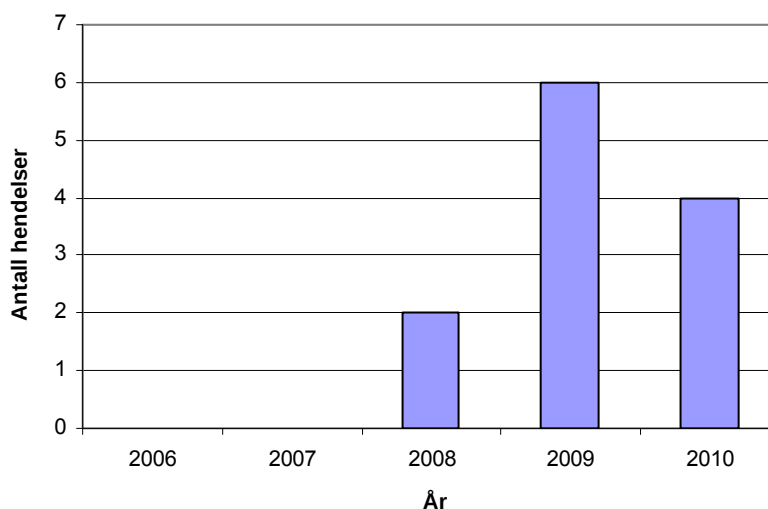
De fleste utslippene skjer på anlegg A, med et utslipp også på hvert av anleggene B og D i 2007, slik Figur 17 viser. Fire av hendelsene var lekkasje av saltsyre, tre av de på samme anlegg (A).



Figur 17 Antall utslipp fra støttesystemer fordelt på anleggene, 2006–10

4.2.2.4 DFU23, Bilulykke/Ulykke med andre transportmidler

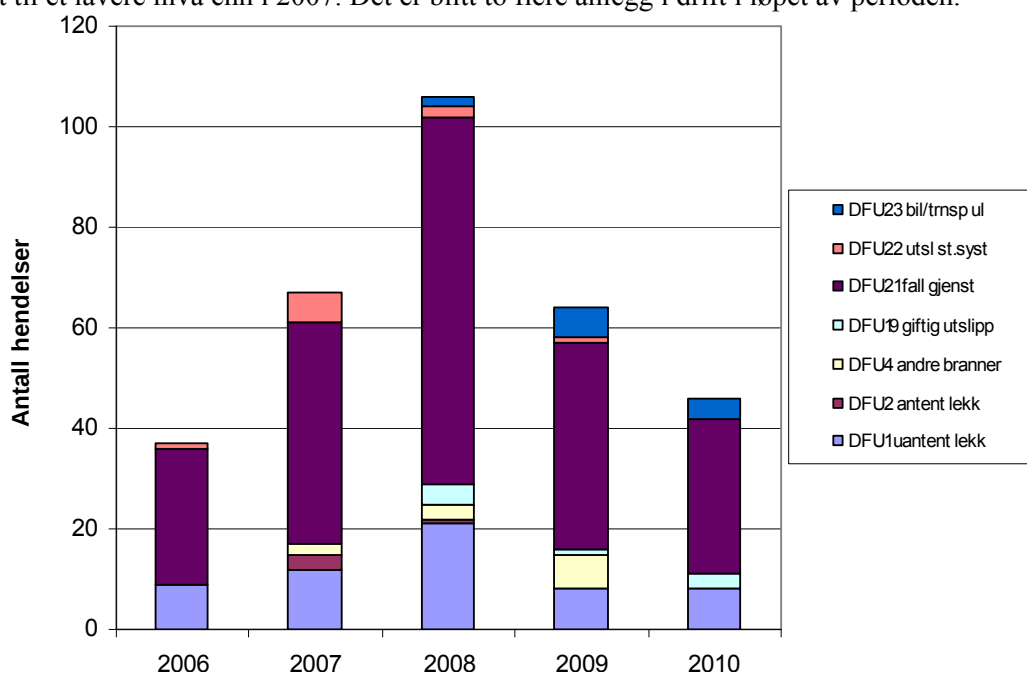
Det var fire ulykker med transportmidler i 2010, mens det var seks ulykker med transportmidler i 2009, to i 2008 og tidligere har det ikke vært rapportert slike hendelser. Begge hendelsene i 2008, tre av hendelsene i 2009 og en av hendelsene i 2010 skjedde på anlegg A. Av de øvrige hendelsene i 2010 skjedde to på anlegg B og en på anlegg C. De øvrige hendelsene i 2009 skjedde på anlegg B. Tre av de fire av ulykkene i 2010 resulterte i personskader.



Figur 18 Antall ulykker med bil/transportmidler, 2006–10

4.2.3 Alle DFUer

Figur 19 viser en oversikt over antall rapporterte DFU hendelser for alle åtte landanlegg for 2006–10. Den store økningen fra 2006 til 2007 og videre fra 2007 til 2008, medfører at antallet hendelser i 2008 var omtrent 3 ganger antallet i 2006. I 2009 og 2010 har det totale antall hendelser blitt gradvis redusert til et lavere nivå enn i 2007. Det er blitt to flere anlegg i drift i løpet av perioden.



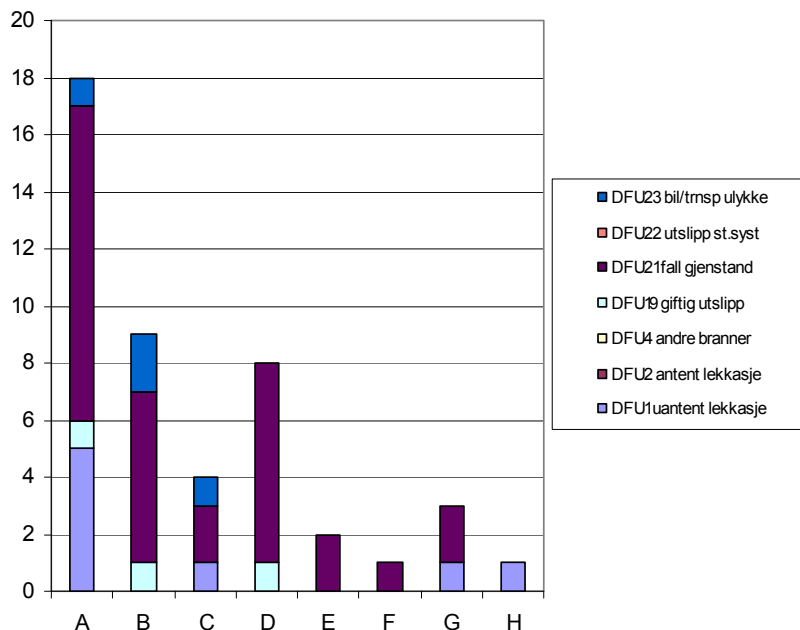
Figur 19 Oppsummering av antall DFUer for alle landanlegg, 2006–10

Det er grunn til å anta at Figur 19 demonstrerer at rapporteringsgraden blant landanleggene har økt betydelig i perioden. Som allerede nevnt er det åtte anlegg som har vært i drift i hele 2008, 2009 og 2010, mens det i 2006 var seks anlegg i drift, og to under bygging.

Rapporteringsgrad forklarer ikke reduksjonen i 2009 og 2010, sammenlignet med 2008. Alle DFUer har redusert antall i 2010, sammenlignet med 2008, med unntak av bil-/trafikkulykker (DFU23).

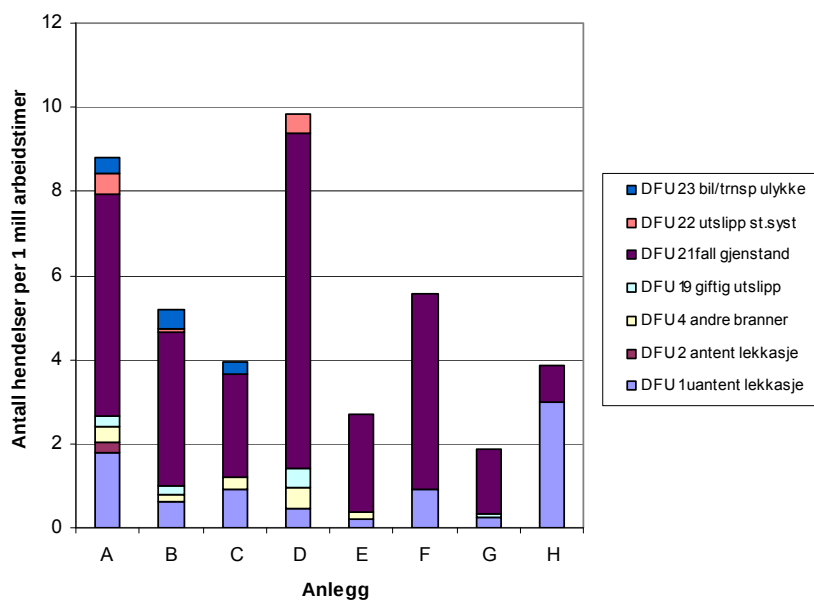


Figur 20 viser antall DFU hendelser for de åtte landanleggene, for 2010. I 2007-2008 har anlegg A hatt noe over halvparten av totalt antall hendelser, altså flere enn alle andre anlegg til sammen. I 2009 og 2010 har anlegg ca 40 % av antall hendelser.



Figur 20 Totalt antall DFUer for de enkelte landanlegg, 2010

Figur 21 viser en oppsummering av antall rapporterte DFUer for hvert anlegg, normalisert mot antall arbeidstimer på anlegget, for de anleggene som er i drift. Her er gjennomsnitt for 2006-10 benyttet.



Figur 21 Totalt antall DFUer for de enkelte landanlegg, normalisert mot arbeidstimer, 2006-10

Gjennomsnittlig antall hendelser per million arbeidstimer for alle anlegg er 4,97 per million arbeidstimer, som gjennomsnitt for perioden 2006-10, mens verdien for 2010 er 3,83 per million arbeidstimer. Det er betydelige forskjeller mellom kompleksitet og prossesteknisk omfang på de enkelte



anlegg, det er også betydelige forskjeller mellom anleggene når det gjelder omfang av modifikasjonsarbeid som pågår. Disse og andre forhold kan til en viss grad forklare de forskjeller som vises i Figur 21. Anlegg A kommer ut høyt selv om en normaliserer mot arbeidstimer på grunn av antall hendelser. Anlegg D kommer høyt ut, pga. lavt antall arbeidstimer samt et relativt høyt antall hendelser i 2010.

I 2010 er anlegg A, C og G noe over gjennomsnittet, mens anlegg D er langt over gjennomsnittet for 2010. De øvrige anlegg er betydelig under gjennomsnittet. Andre forhold i denne forbindelse blir også diskutert i delkapittel 4.3.

4.3 Barriereindikatorer

Tabell 2 viser en oversikt over de testdata som er rapportert for barriereelementer for landanleggene i årene 2006-2010, se delkapittel 2.2.3 når det gjelder omfanget av data som samles inn. Fra og med 2007 rapporteres ESDV både samlet og delt opp i lukke- og lekkasjetest. Det framgår at det er et betydelig antall tester for gassdetektorer og for sikkerhetsventiler. Fra 2008 har det også blitt samlet inn data for barriereelementet HIPPS/QSV.

Tabell 2 Oversikt over antall tester og feil for barriereelementer

Barriereelement	Antall i 2006		Antall i 2007		Antall i 2008		Antall i 2009		Antall 2010	
	Tester	Feil	Tester	Feil	Tester	Feil	Tester	Feil	Tester	Feil
Gassdeteksjon	3.047	34	5.917	18	6.332	51	7.178	5	5.875	14
ESDV	266	10	725	7	1.415	27	2.070	105	583	18
ESDV- lukketest			475	7	1.002	16	1.725	103	374	15
ESDV- lekkasjetest			250	0	413	11	337	2	209	3
Sikkerhetsventil, PSV	2.683	96	2.612	92	3.263	143	4.675	128	4.004	128
Brannvannsforsyning	881	5	993	1	1.292	1	1.682	0	1.120	17
HIPPS/QSV					442	2	1.101	4	251	1

Tabell 2 viser at det er rapportert inn færre tester i 2010 sammenlignet med tidligere år. Det anses som naturlig med en del variasjon fra år til år, men vi antar at den store endringen i 2010 skyldes forhold ved rapporteringen. Vi har ingen informasjon som tilsier at denne nedgangen skyldes redusert fokus på sikkerhetssystemenes ytelse.

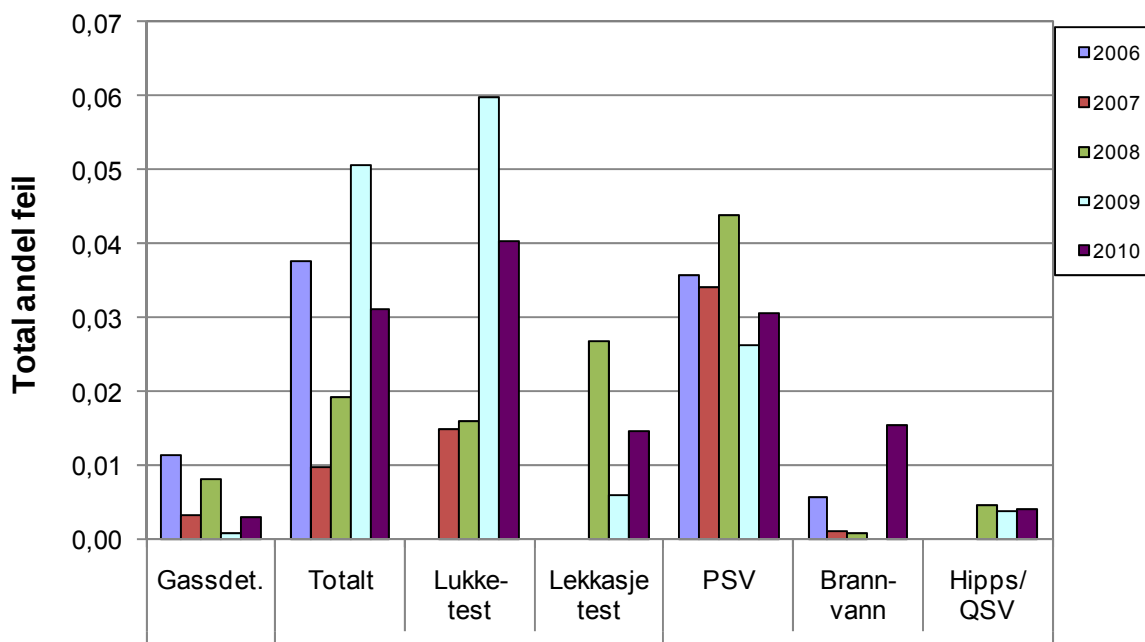
Indikatoren "Gjennomsnittlig andel feil" for hvert av barriereelementene kan beregnes etter følgende formel:

$$\text{Gjennomsnittlig andel feil} = \frac{\sum_{j=1}^N x_j}{\sum_{j=1}^N X_j}$$

Symbolet N representerer antall innretninger som har utført tester for barriereelementet. Antall feil på anlegg j er gitt ved x_j og antall tester er gitt ved X_j .

Det er svært ulikt hvor mange tester som blir utført på de ulike landanleggene. Ved å beregne denne indikatoren vil anlegg som har utført mange tester i stor grad dominere resultatene. Indikatoren vil derfor reflektere godheten av barrieren på anleggene med mange tester.

Figur 22 viser historisk total andel feil ved testing av de utvalgte barriereelementer, basert på de anlegg som har rapportert data i perioden 2006-2010. Figuren viser at det har vært en økning i andel feil for fem av seks barriereelement i 2010 sammenlignet med 2009, og total andel feil for brannvann i 2010 er det høyeste som er blitt registrert i innsamlingsperioden.



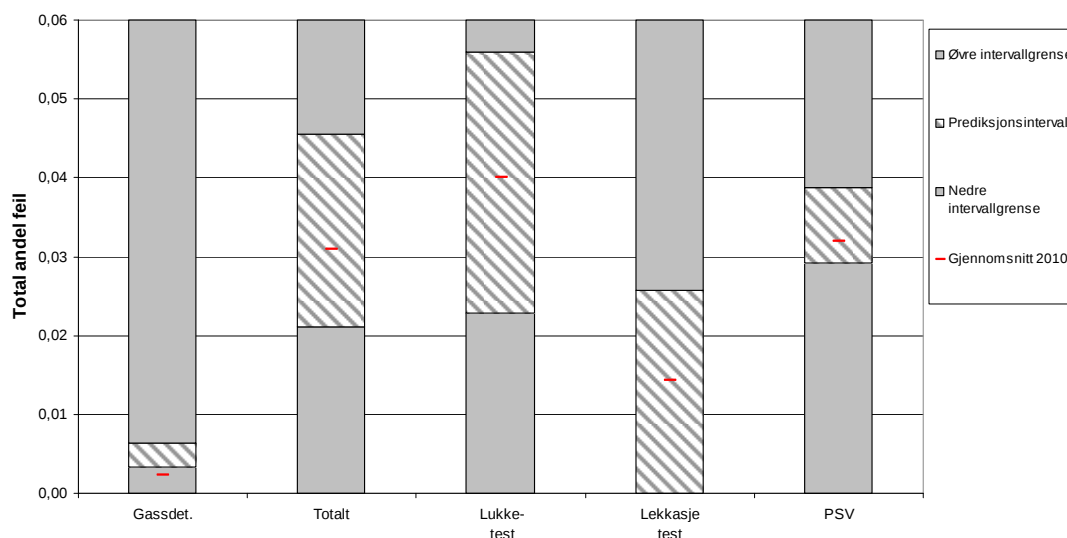
Figur 22 Andel feil ved testing av sikkerhetssystemer, gjennomsnitt alle anlegg

Det skraverte området i Figur 23 viser et prediksjonsintervall for gjennomsnittlig andel feil for alle anlegg i 2010 basert på data fra 2006-2009 (2007-2009 for lukke- og lekkasjetest). Det er ikke vist noe intervallestimat for barriereelementet Hipps/QSV siden data ble samlet inn først i 2008.

Det fremgår av figuren at gjennomsnittet for 2010 er signifikant forskjellig fra tidligere år for 2 av 6 barriereelement. Total andel feil for PSV og ESDV (totalt, for lukketest og lekkasjetest) i 2010 er ikke signifikant forskjellig fra gjennomsnittet i tidligere år. Total andel feil i 2010 for barriereelementet gassdeteksjon er signifikant lavere enn gjennomsnittet i tidligere år.

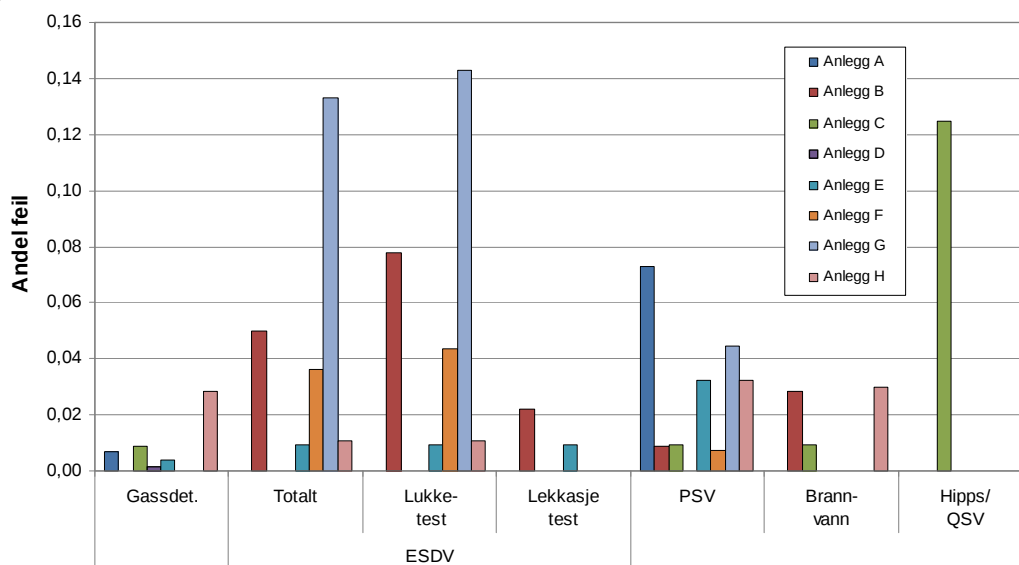
Det er samlet inn data om brannvannsforsyning for landanlegg, men disse data er likevel ikke inkludert med prediksjonsintervall i Figur 23. Brannvannsforsyningen varierer i betydelig grad mellom anleggene, og det er derfor ikke fysisk mulig å oppgi konsistente data for alle anlegg. Dermed blir det mange feilkilder og utenforliggende forhold som kan påvirke vurderingen av utvikling i data over tid, og et prediksjonsintervall er derfor ikke relevant.

Videre er det kjent at det også generelt er noen utfordringer med kvalitet av data, særlig ved test av ventiler. Selv om det er foreskrevet at første test skal gjelde, skjer det fortsatt følgende i noen grad når en tester: En eller flere ventiler svikter ved første test, de svikter så ved andre test, for deretter å fungere ved tredje test. Dette rapporteres så som en vellykket test. Summert opp betyr dette både at middelverdien blir for god og at spredningen blir for liten. Spesielt er dette en utfordring ved testing av en del ventiler på innretninger til havs. Verdiene i Figur 23 må derfor benyttes med varsomhet.



Figur 23 Prediksjonsintervall for gjennomsnittlig andel feil i 2010 ved testing av sikkerhetssystemer, basert på data fra tidligere år

Figur 24 viser en oversikt over andel feil i 2010 ved test av de ulike barriereelementer for de enkelte anlegg.



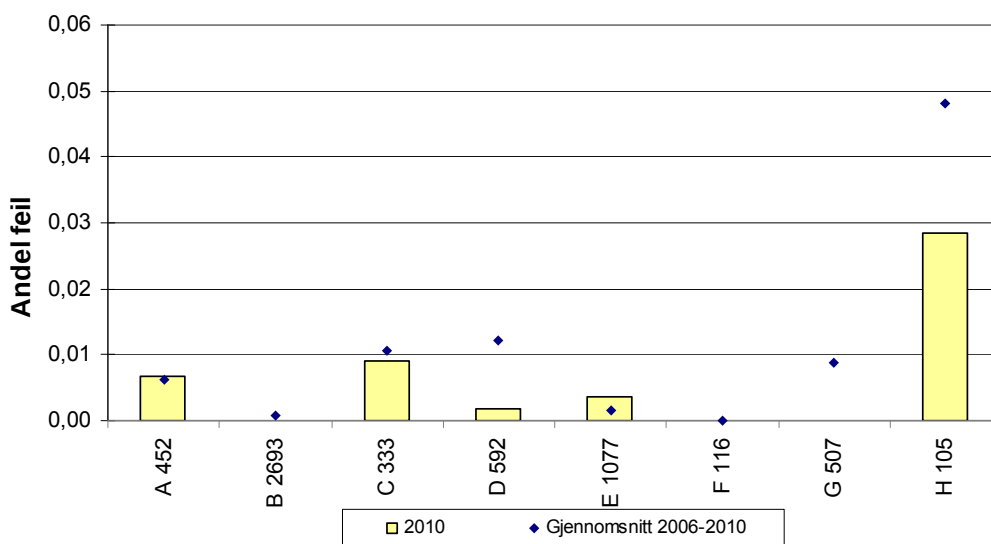
Figur 24 Andel feil i 2010 ved testing av sikkerhetssystemer for de enkelte anlegg

På grunn av at sikkerhetssystemene testes i så forskjellig volum, fra år til år og fra anlegg til anlegg, bør det ikke treffes sterke konklusjoner før hvert enkelt barriereelement er diskutert noe mer utførlig, og da for hvert anlegg. I de etterfølgende avsnitt er detaljerte resultater for 2010 presentert, samt gjennomsnitt for anlegget i perioden 2006-2009 (2007-2008 for lukke- og lekkasjetest). Bokstav- og tallkombinasjonen på horisontal akse beskriver hvilket anlegg samt antall tester som er gjennomført for det aktuelle barriereelementet på dette anlegget. Det framgår av figurene at alle anlegg har levert noe data så lenge de har vært i drift. Det skal for øvrig bemerkes at to av anleggene ble satt i drift i siste kvartal av 2007.



4.3.1 Gassdeteksjon

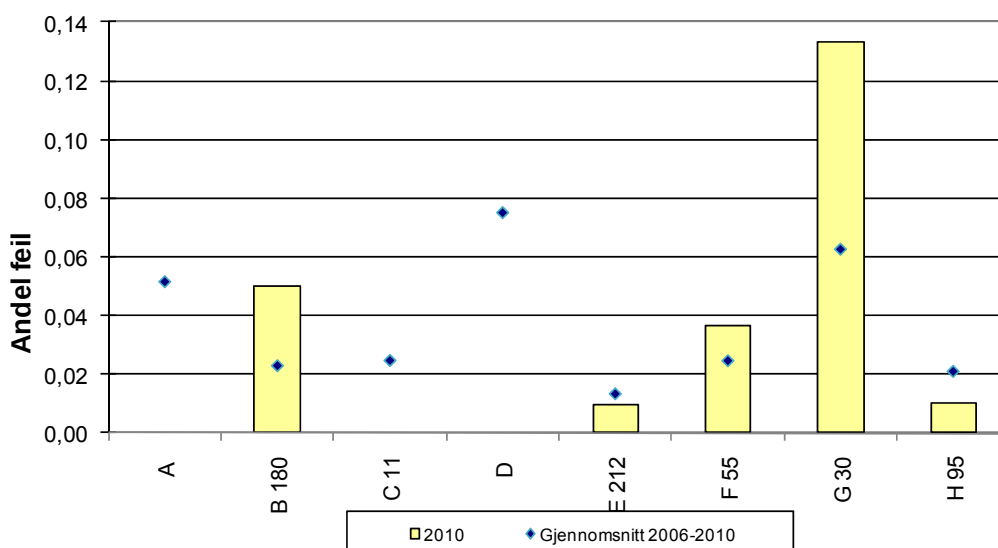
Figur 25 viser andelen feil ved testing samt antall tester som er gjennomført av gassdetektorer for de enkelte anlegg. For 2010 har anlegg H høyest andel feil (ca 3 %), de øvrige anlegg har ingen eller veldig liten andel feil. Anlegg H hadde også høyest gjennomsnittlig verdi i perioden 2006-2009. Utenom anlegg E har samtlige anlegg bedre resultat i 2010 sammenlignet med gjennomsnittet for 2006-2009.



Figur 25 Andel feil ved testing og antall tester av gassdetektorer for de enkelte anlegg

4.3.2 Nødvstengningsventil

Figur 26 viser andelen feil ved testing samt antall tester som er gjennomført av nødavstengningsventiler for de enkelte anlegg. Anlegg C har ikke registrert noen feil. Anlegg G har høyest andel feil (litt over 13 %), mens anlegg B og F også har registrert en økning sammenlignet med foregående år. For anlegg A og D er det ikke registrert noen tester i 2010. Anlegg G og H har registrert en nedgang sammenlignet med foregående år.

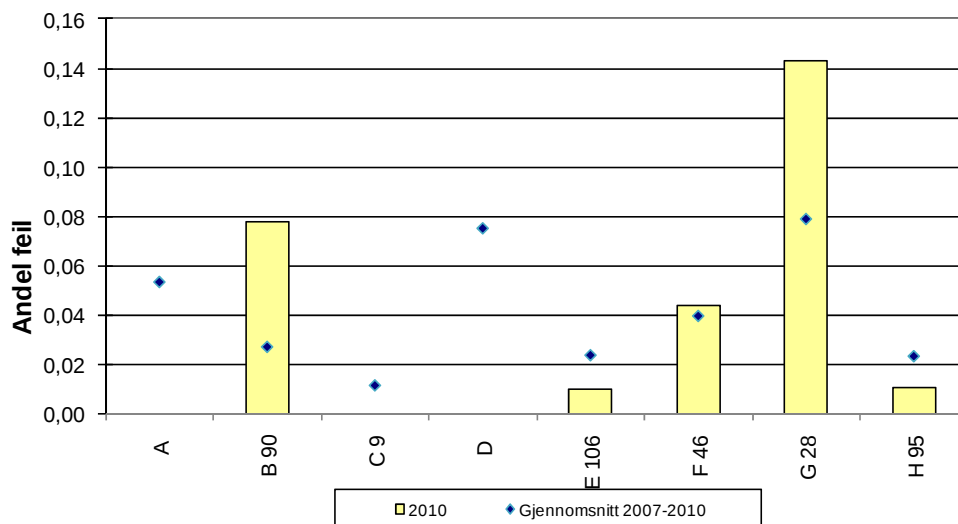


Figur 26 Andel feil ved testing og antall tester av nødavstengningsventiler for de enkelte anlegg



4.3.2.1 Lukketest nødavstengningsventil

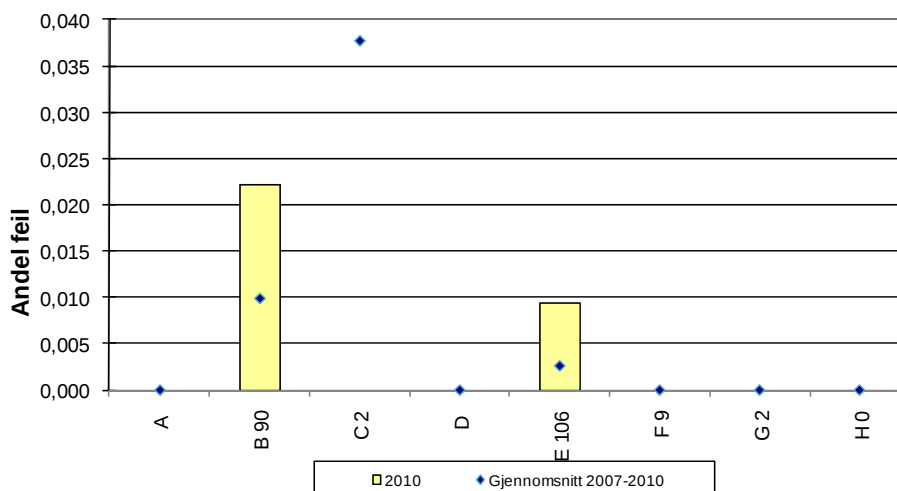
Figur 27 viser andelen feil ved testing samt antall tester som er gjennomført av lukketest av nødavstengningsventiler for de enkelte anlegg. 2007 er første året slik testing ble rapportert og 2006 er derfor ikke med i denne sammenligningen. Figuren viser mange av de samme utslagene som figuren over, men med litt høyere andeler. Dette kommer av at antall feil på lekkasjetest bidrar lite til Figur 5.



Figur 27 Andel feil ved testing og antall tester av lukking av nødavstengningsventiler for de enkelte anlegg

4.3.2.2 Lekkasjetest nødavstengningsventil

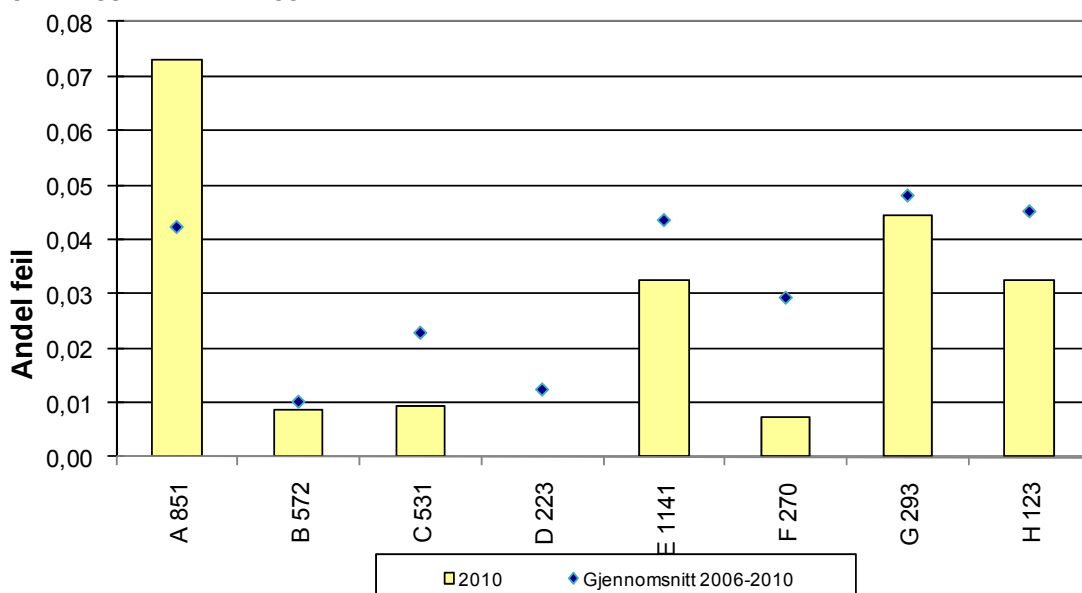
Figur 28 viser andel feil ved testing samt antall tester som er gjennomført av lekkasjetest av nødavstengningsventiler for de enkelte anlegg. 2007 er første året slik testing ble rapportert, og 2006 er derfor ikke med i denne sammenligningen. Når det gjelder lekkasjetest av nødavstengningsventiler er det noe ulikt hva som testes, og kun de fire anleggene B, C, E, F og G har rapportert slike tester. Anlegg B har for andre år på rad høyeste registrert feilandel, og andelen feil for dette anlegget har økt i 2010 sammenlignet med gjennomsnittet for 2007-2010. Anlegg C har det høyeste gjennomsnittet for andel feil i perioden 2007-2010, men har de to siste årene ikke registrert noen feil.



Figur 28 Andel feil ved testing og antall tester av lekkasje i nødavstengningsventiler for de enkelte anlegg

4.3.3 Sikkerhetsventil

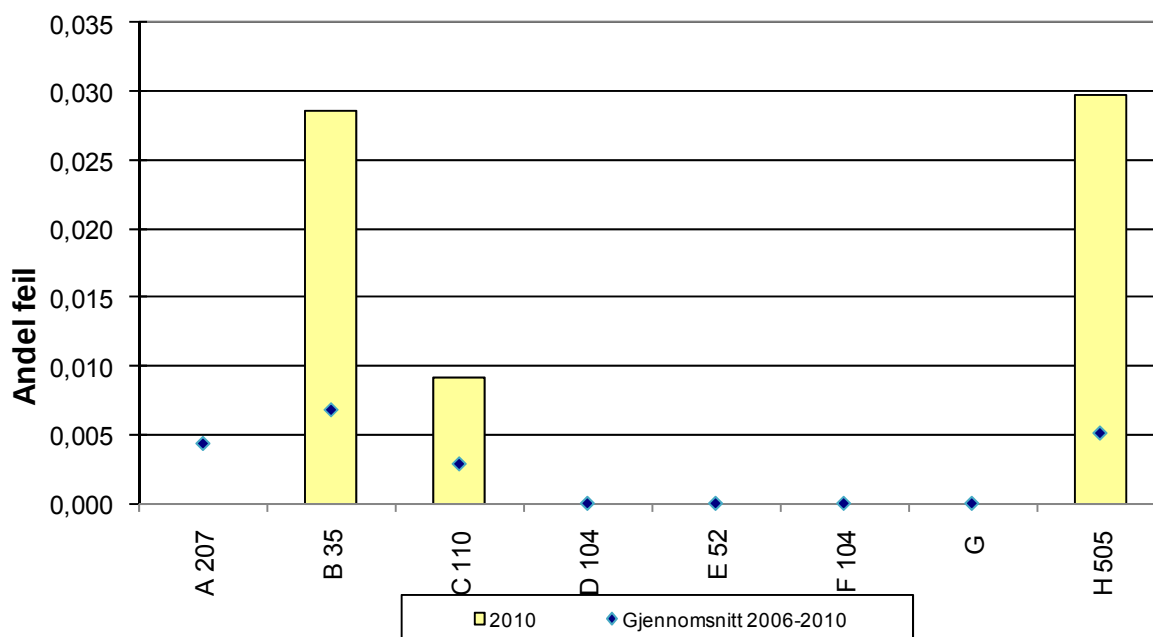
Figur 29 viser andelen feil ved testing av sikkerhetsventiler for de enkelte anlegg. Utviklingen viser at andelen feil for 2009 har gått ned eller holdt seg på samme nivå som gjennomsnittet for 2006-2010 for samtlige anlegg foruten anlegg A som har økt.



Figur 29 Andel feil ved testing og antall tester av sikkerhetsventil (PSV) for de enkelte anlegg

4.3.4 Brannvannsforsyning

Når det gjelder brannvannsforsyning er det noe ulikt hva som testes, men alle anlegg unntatt anlegg G rapporterer et antall tester. Utenom anlegg H rapporteres det om 2 feil i 2010.

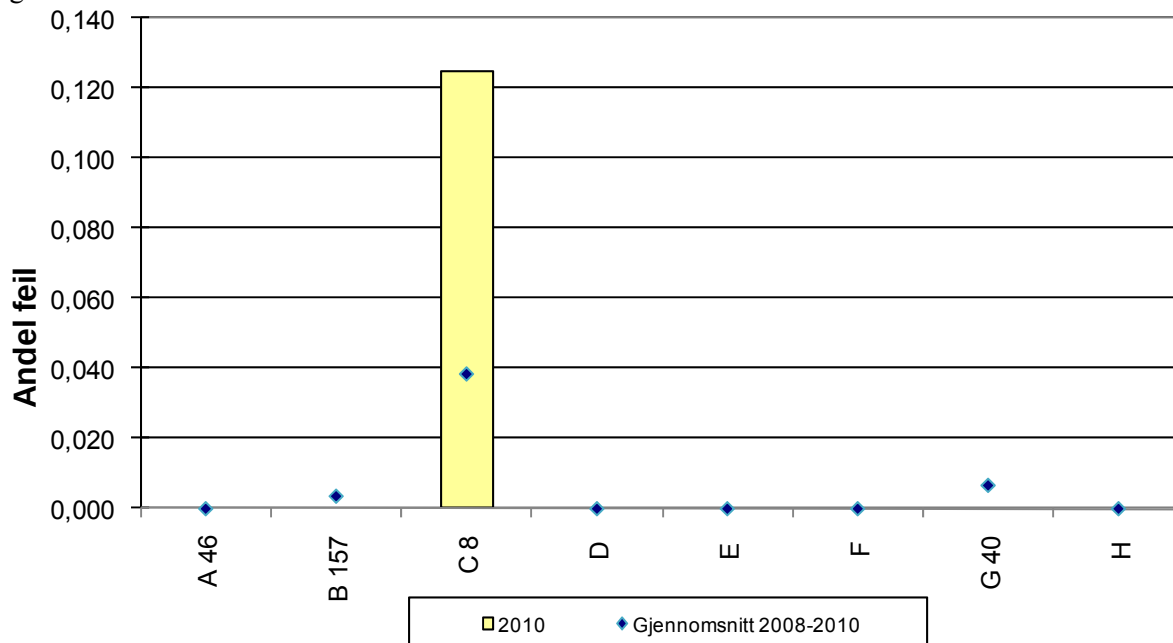


Figur 30 Andel feil ved testing og antall tester av brannvannsforsyning for de enkelte anlegg



4.3.5 Hipps/QSV

Barriereelementet Hipps/QSV ble samlet inn data for først i 2008 og det er kun anlegg C som har registrert en feil i 2010.



Figur 31 Andel feil ved testing og antall tester av HIPPS/QSV for de enkelte anlegg

4.3.6 Vedlikeholdsstyring

Stortingsmelding nr. 7 (2001-2002) om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten kapittel 4.12.2 sier blant annet følgende om styring av vedlikehold:

”Myndighetene mener det er nødvendig å videreutvikle styringsmodeller for drift og vedlikehold i samarbeid med næringen, for å sikre et felles løft for å styrke kvaliteten av vedlikeholdet i petroleumsvirksomheten gjennom blant annet videreutvikling av metoder og teknologier, kompetanseheving og forskning.”

Stortingsmelding nr. 12 (2005-2006) om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten påpeker i kapittel 5.4 at *mangelfullt vedlikehold* kan øke risikoen for storulykker, skader og uhell, og meldingen refererer til en heller omfattende gjennomgang av tilsynsrapporter som viser et relativt stort innslag av avvik fra regelverket. Blant annet mangler ved prioriteringen av vedlikehold, vurdering av kritiske forhold, oppfølging av midlertidig utstyr, utilfredsstillende dokumentasjon og utestående vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr. I noen tilfeller var heller ikke kompetansen i vedlikeholdsstyring tilstrekkelig.

Disse stortingsmeldingene gjelder petroleumsvirksomheten på sokkelen, men det er verdt å merke seg at sju av åtte landanlegg har de samme kravene til vedlikeholdsstyring som innretningene til havs. Dette ifølge operatørene som opererer sju av landanleggene.

Det er også verdt å merke seg at regelverket som trådte i kraft 1.1.2011, og som er felles for hav og land til dels har mye de samme kravene til vedlikeholdsstyring til havs og på land.

Når det gjelder vedlikeholdsstyringen til havs, så startet vi prosjektet *Vedlikehold som virkemiddel for å forebygge storulykker; vedlikeholdsstatus og utfordringer i den forbindelse* i 2006. Målet var blant



annet å oppdatere status for vedlikeholdsstyringen i petroleumsvirksomheten med tanke på betydningen vedlikeholdet har for forebygging av storulykker.

Prosjektet viste, med hensyn til klassifisering av systemer og utstyr, at statusen ikke var forbedret i forhold til det som framkom i St.meld. nr. 7 (2001-2002). Regelverket sier at innretningers systemer og utstyr skal *klassifiseres* med hensyn til konsekvensene for helse, miljø og sikkerhet av potensielle funksjonsfeil, og at klassifiseringen skal *legges til grunn* ved valg av vedlikeholdsaktiviteter og vedlikeholdsfrekvens, ved prioritering av ulike vedlikeholdsaktiviteter og ved vurdering av reservedelsbehov.

Våre tilsyn i 2006, 2007, 2008 og 2009 avdekket en rekke avvik fra regelverkskrav hos samtlige selskaper som vi førte tilsyn med. De gjennomgående avvikene er

- mangelfull klassifisering av systemer og utstyr,
- mangelfull bruk av klassifisering,
- mangelfull kontroll med utestående vedlikehold,
- mangelfull dokumentering,
- mangelfull kompetanse,
- manglende evaluering av vedlikeholdseffektivitet.

Slik klassifiseringen framstår i selskapene vi har ført tilsyn med, er det vanskelig å danne seg et bilde av risiko som beslutningsgrunnlag for styring av vedlikeholdet. Dette innebærer også usikkerhet med hensyn til storulykkesrisiko.

Som del av tilsyn relatert til storulykkesrisiko på landanlegg i 2008 og 2009, førte vi også tilsyn med vedlikeholdsstyringen. Det viste seg at avvikene var mye de samme som til havs. Metoden for å *kartlegge statusen* for vedlikeholdsstyringen til havs kunne derfor brukes på landanleggene også.

Vi konsentrerer oss særlig om *beslutningsgrunnlaget for vedlikeholdsstyring*, det vil si merking ("tagging") av systemer og utstyr på landanleggene, klassifiseringen av det som er merket, og hvor stor del av det som er klassifisert å være kritisk med hensyn til helse, miljø og sikkerhet ("HMS-kritisk").

I tillegg ønsker vi å få en oversikt over *statusen for utført vedlikehold*, det vil si timer brukt til forebyggende og korrigerende vedlikehold, etterslep for forebyggende vedlikehold, og utestående korrigerende vedlikehold; også med hensyn til HMS-kritiske systemer og HMS-kritisk utstyr. Rapporteringsklassene er som vist nedenfor:

Beslutningsgrunnlaget for vedlikeholdsstyring:

- *Antall merket ("tagged") utstyr totalt
- *Antall "tag" som er klassifisert
- *Antall "tag" klassifisert som HMS-kritisk
- Klassifisering sist utført

Status for utført vedlikehold:

- Antall timer FV
- Antall timer KV
- Antall timer modifikasjoner og prosjekt
- Antall timer revisjonsstans

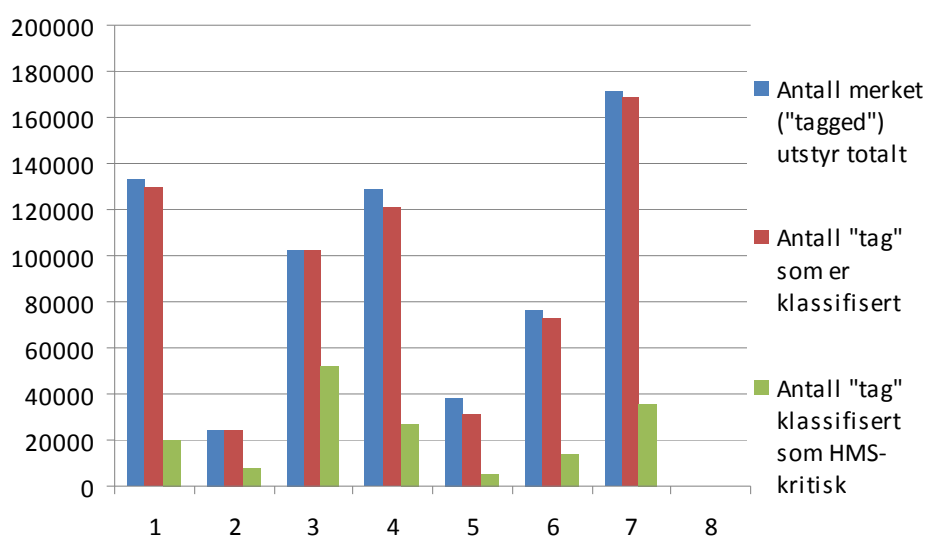


- *FV etterslep, antall timer totalt
- *FV etterslep, antall timer HMS-kritisk
- *KV utestående, antall timer totalt
- *KV utestående, antall timer HMS-kritisk

*I gjennomgangen nedenfor konsentrerer vi oss om klassene med stjerne.

4.3.7 Styring av vedlikehold på landanleggene

I 2009 og 2010 er det samlet inn data om vedlikeholdsstyring for landanleggene. Figur 32 gir en oversikt over merket og klassifisert utstyr for 2010. (Anlegg 8 hadde ikke data tilgjengelig.)



Figur 32 Oversikt over merket og klassifisert utstyr

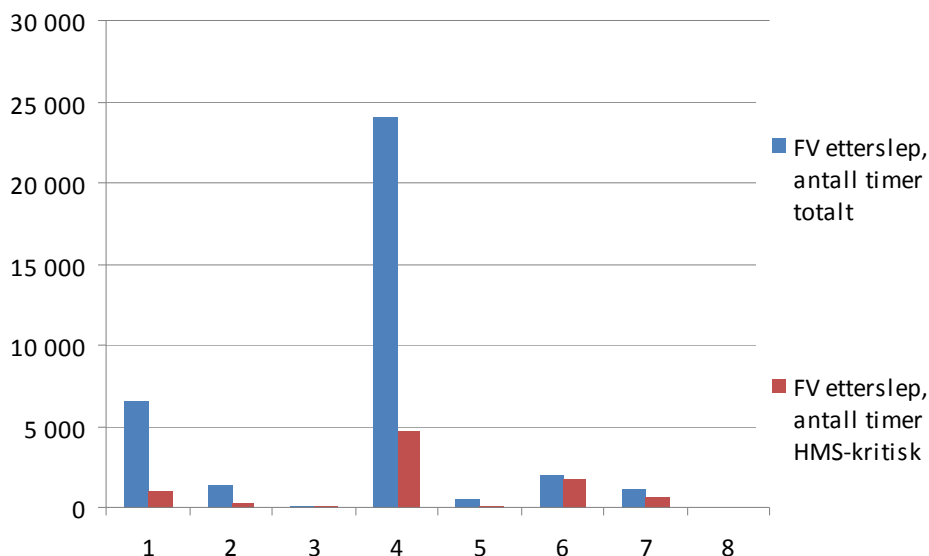
Statusen sammenlignet med 2009 viser en forbedring, da ett av anleggene bare hadde klassifisert HMS-kritiske systemer og HMS-kritisk utstyr i 2009.

Når det gjelder klassifisering av HMS-kritiske systemer og HMS-kritisk utstyr, varierer andelen fra 13 til vel 50 %, omtrent som i fjor.

Figur 33 gir en oversikt over etterslep for forebyggende vedlikehold (FV).

For noen anlegg viser figuren stor grad av etterslep for forebyggende vedlikehold. Det er således mye planlagt vedlikehold som ikke er utført. Det samme så vi i fjor, men da var etterslepet for HMS-kritiske systemer og HMS-kritisk utstyr større.

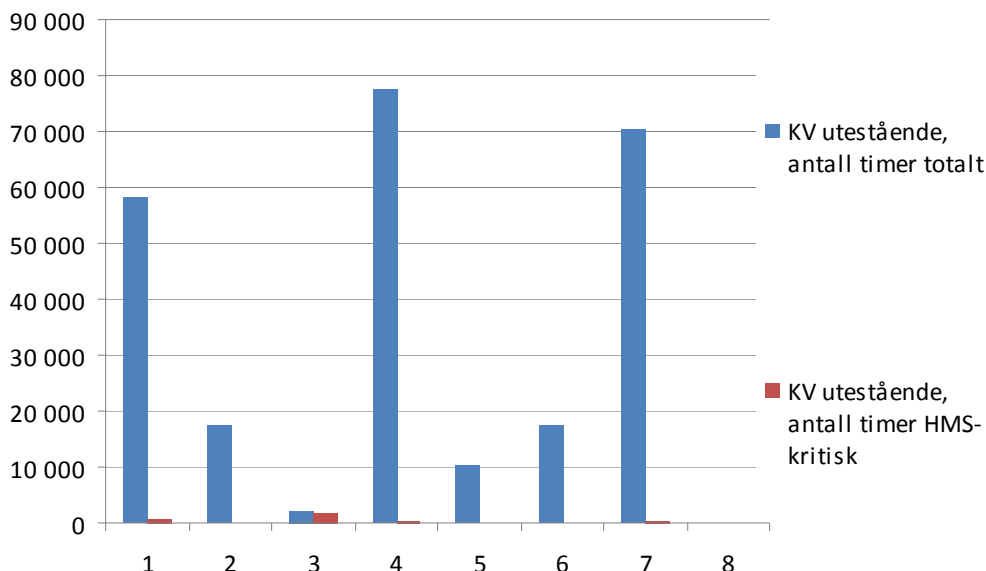
Etterslep i vedlikeholdet introduserer bidragsyttere til risiko. Det er således viktig at en fører streng kontroll med etterslepet og den risikoen det representerer.



Figur 33 Oversikt over etterslep av forebyggende vedlikehold (FV)

Merk: anlegg 8 hadde ikke data tilgjengelig.

Figur 34 gir en oversikt over utestående korrigerende vedlikehold.



Figur 34 Oversikt over utestående korrigerende vedlikehold (KV)

Figuren viser stor grad av utestående korrigerende vedlikehold for noen av anleggene. I forhold til 2009 er det en forverring. For noen av anleggene er det utestående vedlikeholdet uvanlig høyt.

Sett på bakgrunn av at utestående vedlikehold utgjør bidragsyttere til risiko, er det viktig å føre streng kontroll med utestående vedlikehold og den risikoen det representer. Risikoen skal ellers reflekteres i klassifiseringen av systemer og utstyr, og være styrende for prioriteringen av det utestående vedlikeholdet, jamfør Figur 32.



5. Alvorlige personskade og dødsulykker

I og med at landanleggene kom inn under Ptils virkeområde fra og med 2004 ble oppfølging av personskader på landanleggene overført fra Arbeidstilsynet til Ptil.

I henhold til arbeidsmiljølovens § 5-2 og midlertidig forskrift om sikkerhet og arbeidsmiljø for landanlegg¹ skal arbeidsgiver varsle Ptil umiddelbart etter hendelsen når det skjer en ulykke med alvorlig personskade eller tilløp til dette. I tillegg mottar vi melding om skader som følge av arbeidsulykker via gjenpart av NAV-skjema 13.07.05 som arbeidsgiver eller den skadde selv sender inn. Kriteriene for meldepliktige personskader er alle skader som gjør det nødvendig med medisinsk behandling eller medfører arbeidsuførhet. NAV-skjema danner normalt grunnlaget for utarbeidelse av myndighetenes skade/ulykkesstatistikker. Gjenpart av NAV-skjema 13.07.05 skjema blir sendt til NAV lokalt. Ptil vil dermed kun motta skademeldingen i den grad det lokale NAV kontor eller Arbeidstilsynet er klar over at landanlegg hører under Ptils myndighetsområde. Myndighetene har derfor en utfordring seg imellom om å få rapportering til rette adresse.

Som et ledd i utviklingen av risikonivåarbeidet på landanleggene gjennomførte Ptil en presentasjon av dette for de landanleggene som er i drift. For å sikre konsistent og effektiv innrapportering har vi sendt ut et innrapporteringsskjema/regneark og landanleggene sender nå oversikter over de alvorlige personskader hvert halvår direkte til oss. I samme rapport mottar vi også oversikt over antall arbeidstimer utført pr halvår på anleggene. Det er knyttet noe usikkerhet til rapportering av prosjektaktivitet. Ikke alle anlegg har tilgjengelig oversikt over antall arbeidstimer for entreprenører som er inne på korttidskontrakter i forbindelse med prosjekter.

Landanleggene har tidligere forholdt seg til Arbeidstilsynets definisjon av alvorlig personskade. Denne definisjonen er nesten identisk med definisjonen som Ptil benytter ved varsling av ulykker med alvorlig personskade. Arbeidstilsynet har som et av kriteriene "skade som krever sykehusbehandling, unntatt enklere poliklinisk behandling" hvor tilsvarende definisjon i sokkelregelverket er "varig eller lengre tids arbeidsudyktighet". Det er lagt til grunn samme definisjonen for klassifiseringen av alvorlig personskade som brukes offshore (veiledningen til opplysningspliktforskriftens § 13) og som er beskrevet i innrapporteringsskjemaet.

For 2010 har selskapene innrapportert 9 alvorlige personskader til Ptil som oppfyller kriteriene for alvorlig personskade. I 2009 ble det innrapportert 11 alvorlige personskader.

Det er for 2010 rapportert totalt 12,4 mill arbeidstimer fra petroleumindustrien på land. Den totale skadefrekvensen for landanleggene er 0,73 alvorlige personskader per million arbeidstimer. 5,7 millioner timer er utført av egne ansatte, 6,7 millioner av entreprenørsatte.

Det var for 2009 rapportert totalt 14,3 mill arbeidstimer fra petroleumindustrien på land. I 2009 var den totale skadefrekvensen for landanleggene 0,81 alvorlige personskader per million arbeidstimer.

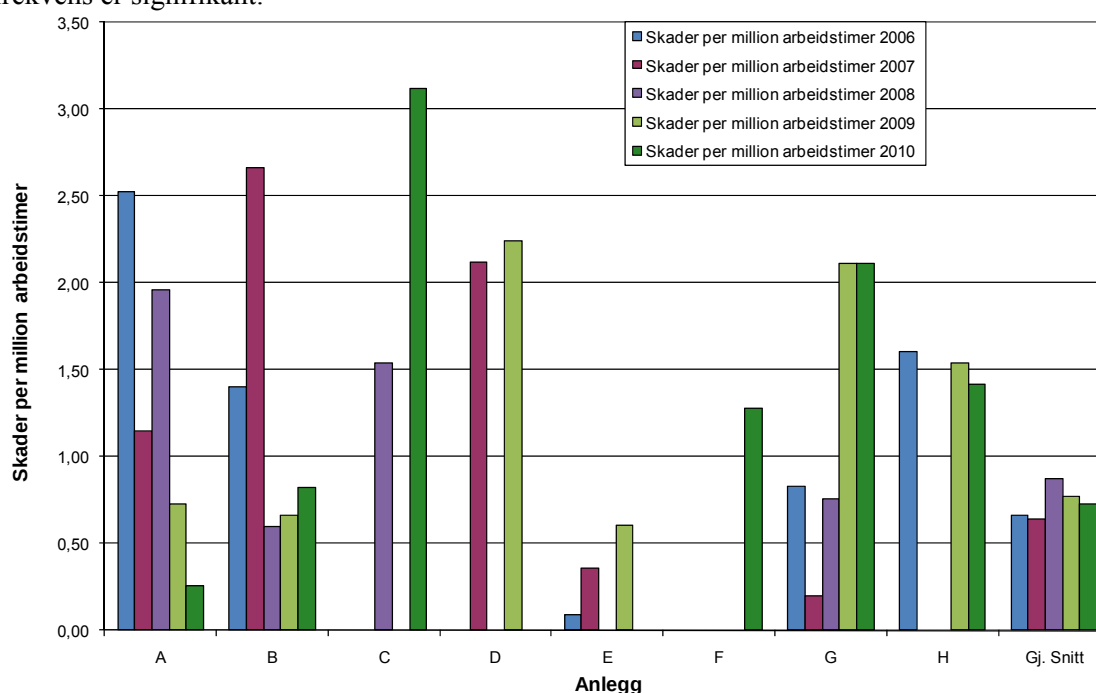
Det er stor variasjon mellom anleggene i frekvensen av alvorlige personskader. Skadefrekvensen varierer fra 3,12 skader per million arbeidstimer til en skadefrekvens på null. To anlegg har ingen rapporterte alvorlige personskader i 2010. Det er ingen omkomne på landanleggene i 2010. Den siste dødsulykke var på Nyhamna i 2005.

¹ Per 1.1.2011 Forskrift om styring og opplysningsplikt i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg (styringsforskriften) §§ 29 og 31



Totalt er det rapportert en rapporteringspliktig personskade fra landanlegg på NAV skjema i 2010, men denne var ikke alvorlig. Dette viser at det er store mørketall i rapporteringen til Ptil på NAV skjemaet.

Figur 35 viser frekvensen av alvorlige personskader per million arbeidstimer i fra 2006 til 2010 fordelt på de enkelte landanlegg og samlet. Den store variasjon mellom anleggene kan ha sammenheng med ulik innrapportering av alvorlige personskader og arbeidstimer på modifikasjonsprosjekter, og det kan være ulik praksis i klassifiseringen av skader. En skade kan gi store utslag for noen av anleggene. Det er også forskjeller på anleggene i alder, fysisk utformning og type aktiviteter som utføres. Det er med andre ord for stor usikkerhet i materialet til å konkludere med om risikoen for alvorlige arbeidsulykker reelt er så forskjellig mellom anleggene som tallene viser. Forskjellen mellom den høyeste og laveste frekvens er signifikant.



Figur 35 Alvorlige personskader rapportert fra landanleggene 2006-2010



6. Risikoindikatorer - støy, kjemisk arbeidsmiljø og ergonomi

6.1 Innledning

Risikoindikatorer for støy, kjemisk arbeidsmiljø og ergonomi har blitt utviklet i samarbeid med fagpersonell fra næringen. Det er lagt vekt på at indikatorene skal uttrykke risikoforhold tidligst mulig i årsakskjeden som leder til en yrkesbetinget skade eller sykdom.

Indikatorer for ergonomiske faktorer er innrapportert for andre gang i år. Indikatoren er endret fra i fjor hvor selskapene rapporterte data for to arbeidsoppgaver de selv vurderte ga høy risiko for utvikling av muskelskjelettplager. Nytt for året er at selskapene rapporterer data for totalt 80 % av arbeidsoppgavene for hver av de relevante arbeidstakergrupper. Dette bidrar til at indikatorene som viser risikofaktorer vil gi et riktigere bilde av total belastning for den enkelte gruppen. Endringen bidrar til at vi ikke kan sammenlikne med resultatene fra 2009.

Erfaringene fra bruk av arbeidsmiljøindikatorer i petroleumsvirksomheten er positiv. Det er skapt engasjement og ledelsesoppmerksomhet omkring indikatorene, og forutsetningene for prioritert risikoreduksjon er forbedret. Det har vært en viktig målsetning ved etableringen av indikatorene at de skulle understøtte gode prosesser i selskapene. Det er stor aktivitet i bransjen for å få utviklet og implementert metodikk og verktøy for risikovurdering og risikostyring for arbeidsmiljøfaktorer, og det er en rekke gode eksempler på større forbedringsprosjekter i næringen.

Indikatorene baserer seg på et standardisert datasett og vil bare fange opp deler av et sammensatt risikobilde. Indikatorene kan derfor ikke erstatte selskapenes plikt til gjennomføring av eksponerings- og risikovurderinger som grunnlag for gjennomføring av risikoreduserende tiltak.

6.2 Hørselsskadelig støy

6.2.1 Metodikk – beskrivelse av indikator

Indikator for støyeksponering beregnes på grunnlag av støynivå og oppholdstider i de mest støyende områdene samt bidrag fra støyende arbeidsoperasjoner. Gjennomgang av et stort tallmateriale fra målinger og registreringer viser at denne tilnærmingen kan gi et godt og robust anslag for støyeksponering dersom inngangsdata er korrekte. Dette betyr at tallverdien for indikatoren normalt gir et godt bilde av støyeksponering uttrykt i dBA.

Det er for i år rapportert fra ni landanlegg (de åtte anleggene omtalt i delkapittel 2.5 samt Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø). Indikatoren for støyeksponering dekker i år fire forhåndsdefinerte stillingskategorier.

Metoden bidrar til å gi oversikt over hvilke områder, utstyr og aktiviteter, som bidrar til å øke risikoen for hørselsskader og kan således være en god basis for risikoreduksjon. Indikatoren er et uttrykk for støyeksponering uten bruk av personlig verneutstyr. Effekt av hørselsvern er imidlertid også synliggjort i datamaterialet. Det er i denne sammenheng lagt opp til en konservativ beregning av hørselsvernets dempningsverdier. Selskapene rapporterer også verdier for reell støyeksponering i tilfeller der de har foretatt en detaljert risikovurdering.

I tillegg til støyeksponeringsdata, er det rapportert supplerende opplysninger som gir indikasjoner på selskapenes styring av risiko for hørselsskade. Etablering av forpliktende planer og oppfølging av disse står sentralt i denne sammenheng.



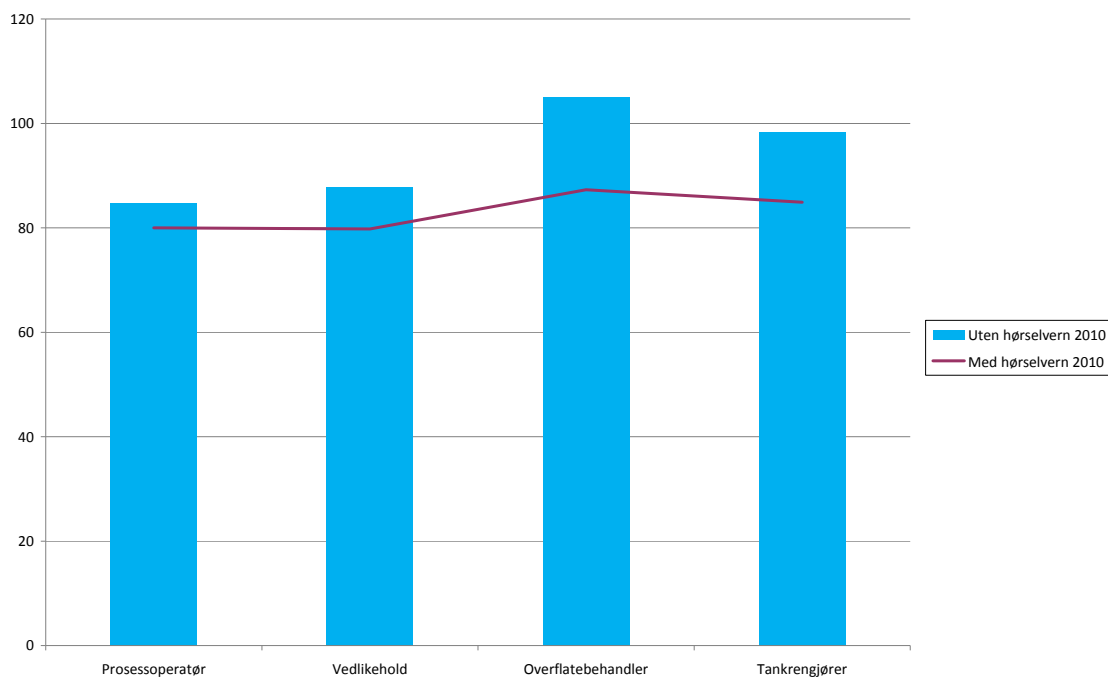
6.2.2 Resultater og vurderinger

Det er rapportert data fra ni landanlegg. Indikatoren for støyeksposering dekker fire forhåndsdefinerte stillingskategorier. For prosessoperatør og vedlikehold ble det lagt til rette for rapportering av to undergrupper.

Til sammen er det rapportert data som representerer 507 personer.

Gjennomsnittlig støyindikator for de 507 personene som inngår i undersøkelsen er for 2010 på 91,3 sammenlignet med 2009 som var på 91,1. Fordelingen på ulike stillingskategorier er vist i Figur 36.

Støyindikator for stillingskategorien overflatebehandler er høyere enn for andre grupper og for denne gruppen er også støyindikator innberegnet hørselsvern relativt høy som vist i Figur 36. Denne gruppen har hatt betydelig innvirkning på gjennomsnittlig støyindikator. Ser en på gruppen prosessoperatør ligger denne betydelig lavere enn for tilsvarende grupper på innretningene til havs. Dette var også forventet fordi en på landanlegg har atskillig bedre mulighet til å spre og isolere støyende utstyr enn en har på innretninger til havs.



Figur 36 Gjennomsnittlig støyindikator pr stillingskategorier for landanlegg

For syv landanlegg er det ikke gjennomført detaljert risikovurdering for noen stillingsgrupper. To landanlegg har gjennomført detaljert risikovurdering for to-fire stillingsgrupper.

Et landanlegg har rapportert at det er utført tekniske tiltak som til sammen har medført redusert støyeksposering med henholdsvis 3 dB.

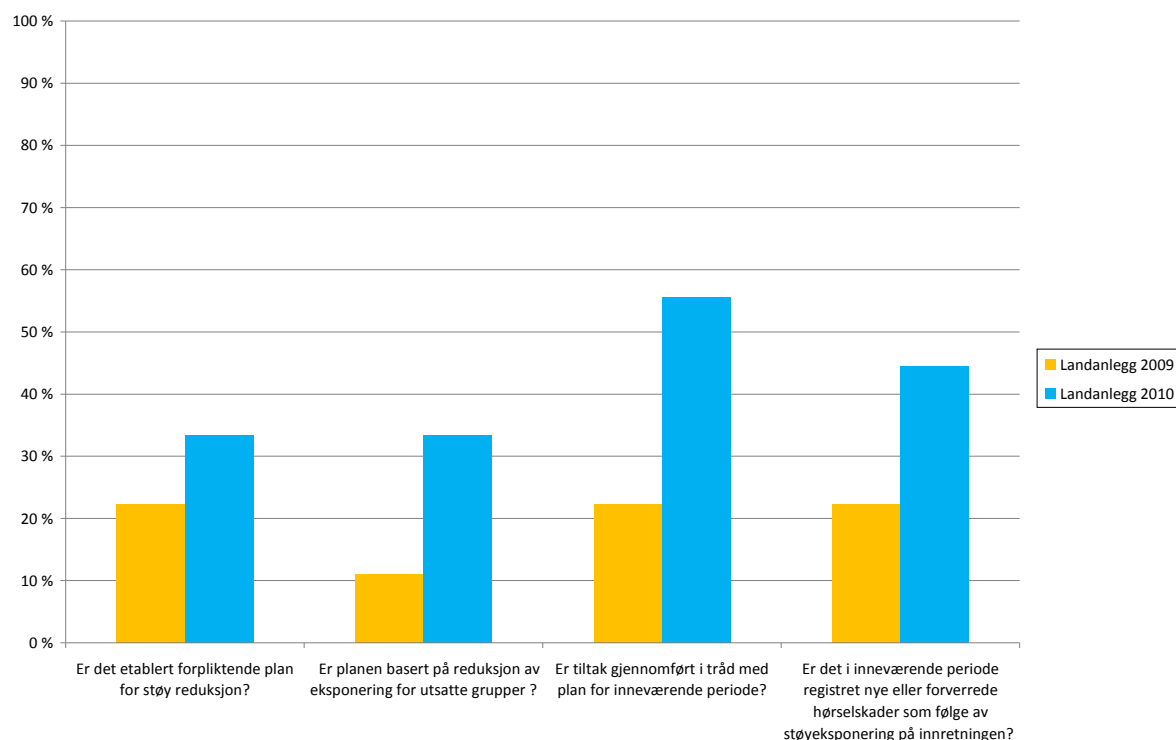
Innrapportering bekrefter at få landanlegg har formalisert og implementert ordninger for arbeidstidsbegrensning. Av ni landanlegg er det fire anlegg som ikke har innført slike ordninger for noen grupper. Selv om det kan være vanskelig å verifisere at denne type tiltak er effektive, finnes det eksempler som kan tyde på at de fungerer. Slike ordninger kan ha operasjonelle ulemper og kan i seg selv være en pådriver for tekniske tiltak.



Til tross for at indikatorene peker i retning av høy eksponering, er det flere landanlegg som ikke har etablert tiltaksplaner for risikoreduksjon, jmf Figur 37.

Det er få som oppgir at planen er basert på reduksjon av eksponering for utsatte grupper. Det er også registrert et forbedringspotensial i forhold til å gjennomføre tiltak i tråd med plan.

Det er for 2009 rapportert fire støyrelaterte skader til Petroleumstilsynet fra landanleggene. Til sammenligning ble det rapportert 397 støyrelaterte skader fra virksomheten til havs.



Figur 37 Planer for risikoreduserende tiltak landanlegg

6.3 Kjemisk arbeidsmiljø

6.3.1 Innledning

Indikator for kjemisk arbeidsmiljø har to elementer. Det ene er antall kjemikalier i bruk fordelt på helsefarekategorier, kjemikaliespekterets fareprofil, samt data om substitusjon. Det andre elementet er knyttet til faktisk eksponering for definerte aktivitetsområder hvor en søker å fange opp eksponering med høyest risiko. I tillegg er det for 2010 rapportert inn supplerende opplysninger som gir indikasjoner på selskapenes styring av risiko for kjemikalieeksponering.

Kjemikaliespekterets fareprofil viser antall kjemikalier som er i omløp pr anlegg og antall kjemikalier som har et høyt og definert farepotensial. Indikatoren har begrensninger ved at den ikke tar hensyn til hvordan kjemikaliene faktisk brukes og den risiko dette representerer. Den sier likevel noe om selskapenes evne til å begrense forekomsten og bruk av potensielt farlige kjemikalier. Det er et anerkjent faglig argument at sannsynligheten for helseskadelig eksponering øker med antall helseskadelige kjemikalier i bruk.

Modellen med bruk av risikomatrise for å finne en direkte indikator for kjemisk eksponering er videreført fra 2009. Det er imidlertid gjort endringer i forhold til hvilke kategorier det rapporteres på. I



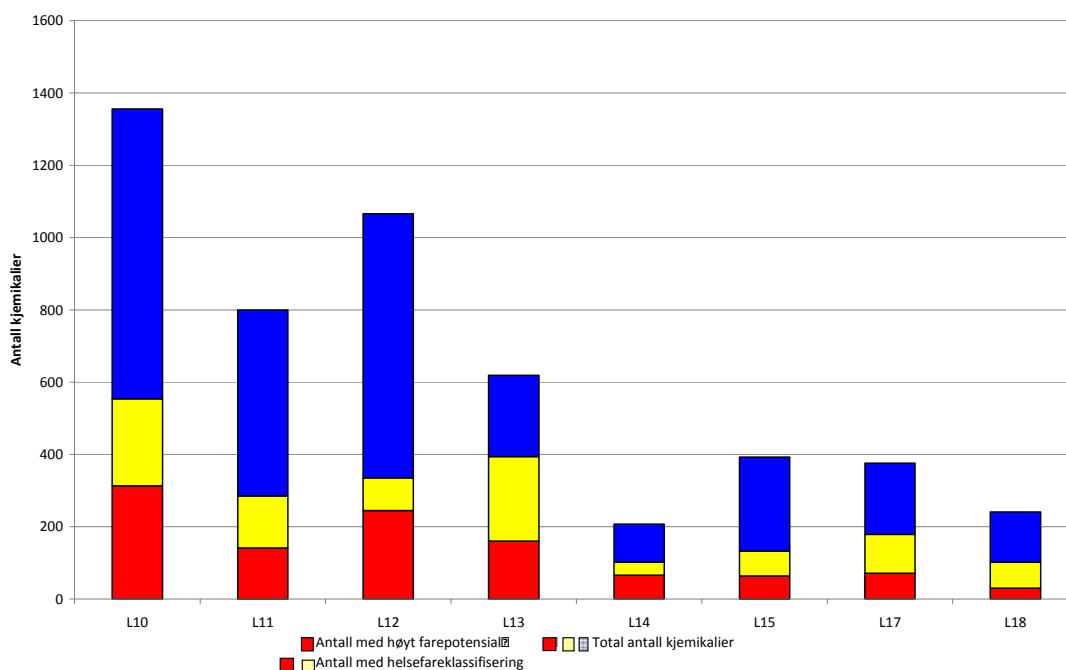
2010 er det for landanleggene definert fire aktivitetsområder: Prosess, vedlikehold, overflatebehandling og tankrengjøring.. For de ulike aktivitetsområdene rapporteres de to tilfellene med høyest risiko, det ene basert på en korttidsvurdering det andre på en fullskiftsvurdering. Data er rapportert slik at det ikke tas hensyn til den risikoreduksjon som bruk av personlig verneutstyr innebærer.

Risikomatriksen med definerte helsefare og eksponeringskategorier bygger på Norsok S-002 rev. 4 vedlegg G. Hver celle i matrisen er tillagt et risikotall som er identisk med produktet av tallverdiene (1-5) for helsefarekategori (iboende egenskaper) og eksponeringskategoriene (1-6).

6.3.2 Resultater og vurderinger

Det er innrapportert data fra åtte landanlegg. Dataene for 2010 viser stor variasjon i antall kjemikalier i bruk (Figur 38). Totalt antall kjemikalier for landanleggene varierer fra 207 til 1356. Aritmetisk middelverdi er 632. For kjemikalier med høyt farepotensial varierer antallet fra 30 til 313, aritmetisk middelverdi er 136. Det er en systematisk samvariasjon – landanlegg med flest kjemikalier har også flest kjemikalier med høyt farepotensial.

Det er til sammen rapportert seks tilfeller av substitusjon med helserisikogevinst for landanlegg.



Figur 38 Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – landanlegg

Figur 39 viser at aktivitetsområdet tankrengjøring kommer ut med høyest risiko i matrisen. Eksponeringsvurderingene for tankrengjøring er basert på benzen og H2S som de kjemiske agens som gir høyest helserisiko.



Helsefarekategori						
5 Svært alvorlig		P _f	P _k ↓, T _f	T _k		
4 Alvorlig		V _f	V _k			
3 Moderat					O _f ↓, O _k ↓	
2 Mindre						
1 Ubetydelig						
	1	2	3	4	5	6
	Ubetydelig / Svært lav	Lav	Moderat	Høy	Svært høy	Ekstremt høy
Eksponeringskategori						

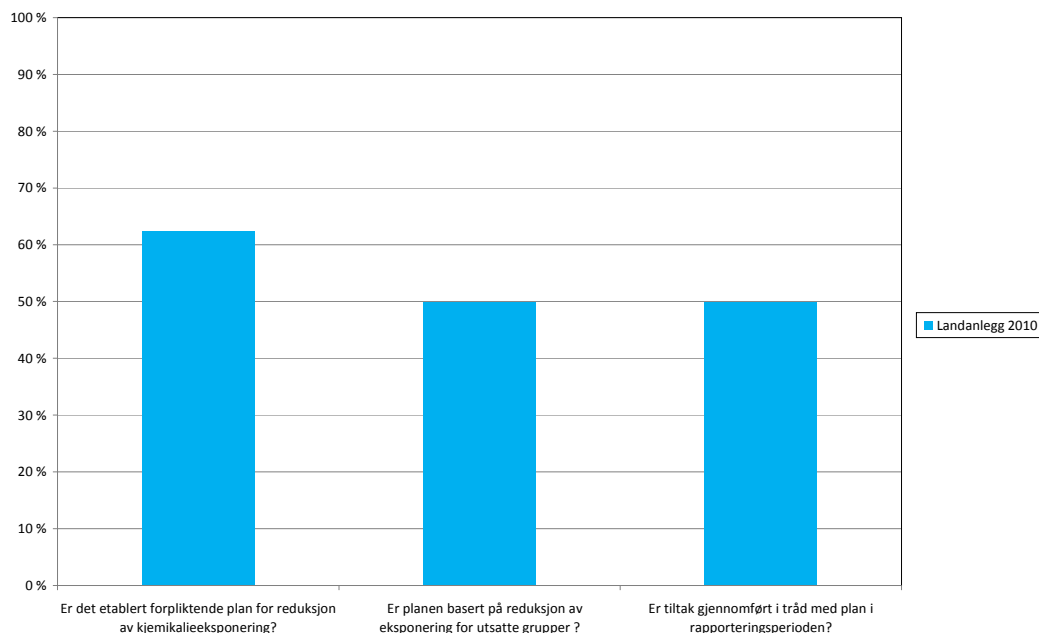
Figur 39 Risikomatrise for aktivitetsområder – landanlegg

Forklaring til Figur 39:

P _k	Prosess - fullskiftsvurdering
P _f	Prosess – korttidsvurdering
V _k	Vedlikehold - fullskiftsvurdering
V _f	Vedlikehold - korttidsvurdering
O _k	Overflatebehandling - fullskiftsvurdering
O _f	Overflatebehandling - korttidsvurdering
T _k	Tankrengjøring - fullskiftsvurdering
T _f	Tankrengjøring - korttidsvurdering
↑	Forverring fra foregående år
↓	Forbedring fra foregående år

6.3.3 Styring av risiko

Figur 40 viser at ca 60 % av landanleggene rapporterer at de har etablert forpliktende plan for reduksjon av kjemikalieeksponering og at 50 % har en plan basert på reduksjon av eksponering for utsatte grupper. Videre viser indikatoren at 50 % av landanleggene rapporterer at de har gjennomført tiltak i tråd med plan for rapporteringsperioden.



Figur 40 Styring av risiko – landanlegg

6.4 Indikator for ergonomiske risikofaktorer

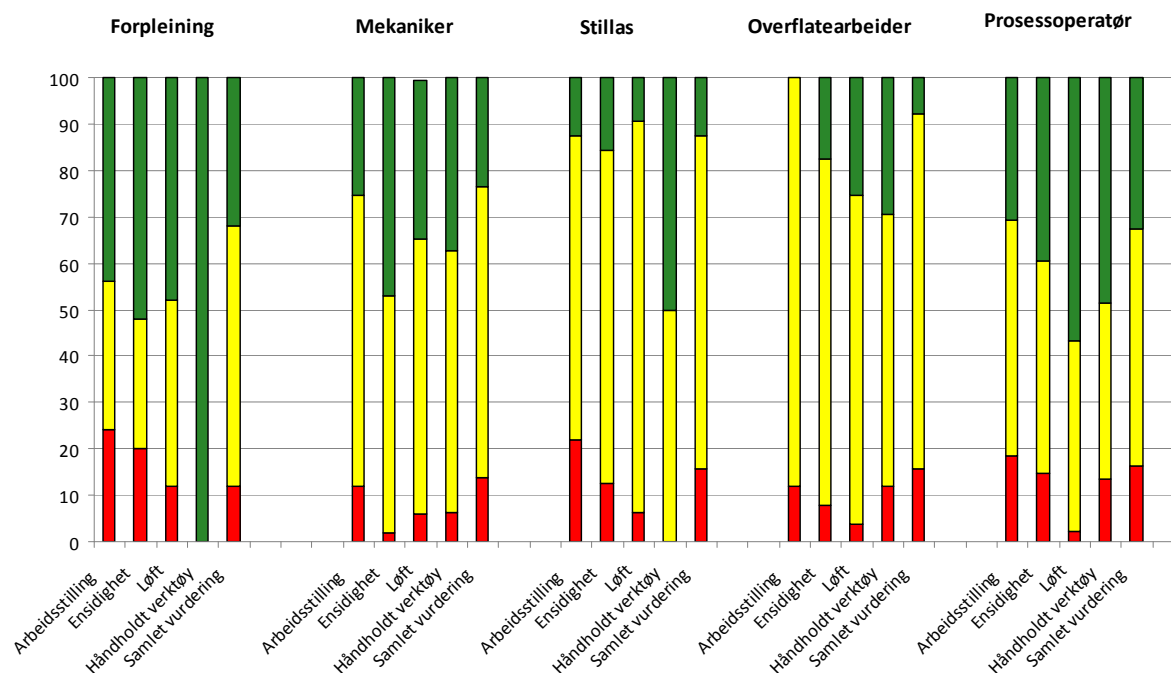
6.4.1 Metodikk – beskrivelse av indikator

Det er i år andre gang indikatorer for ergonomiske faktorer innrapporteres. Indikatoren er endret fra i fjor hvor selskapene rapporterte data for to arbeidsoppgaver de selv vurderer ga høy risiko for utvikling av muskelskjelettplager. Nytt for året er at selskapene rapporterer data for totalt 80 % av arbeidsoppgavene blant følgende grupper av arbeidstakere: forpleining, mekaniker, prosessoperatør, stillasbygger og overflatebehandler. Dette bidrar til at grafene som viser risikofaktorer fra rapporterte arbeidsoppgaver fordelt på grupper av arbeidstakere vil gi et riktigere bilde av total belastning for den enkelte gruppen. Endringen bidrar til at vi ikke kan sammenlikne med resultatene fra 2009. Gruppene av arbeidstakere var valgt ut av ergonomer med erfaring fra ergonomisk arbeid i næringen.

Indikatorene er utviklet i samarbeid med fagmiljøer i selskapene og STAMI. I 2008 ble det utarbeidet en statusoversikt "Arbeid som årsak til muskelskjelettlidelse" av Stami på oppdrag fra Arbeidstilsynet og Ptil. Resultatene fra dette arbeidet er brukt i utviklingen av indikatorene. Forskrift om tungt og ensformig arbeid med veiledning angir vurderingskriteriene som skal ligge til grunn for rapportering. Bruk av ergonomisk fagpersonell i kvalitetssikring av vurderingene er poengtert fra Ptils side.

6.4.2 Resultater og vurderinger

Det er rapportert data fra alle 9 landanlegg. I *rødt* område er sannsynligheten for å pådra seg belastningslidelser meget høy. I *gult* område foreligger det en viss risiko for utvikling av belastningslidelser på kort eller lang sikt. Belastningene må vurderes nærmere. Det er særlig forhold som varighet, tempo og frekvens av belastninger som er avgjørende. Kombinasjonen av belastningene kan ha en forsterket betydning. I *grønt* område foreligger det liten risiko for belastningslidelser for de fleste arbeidstakere. Dersom det foreligger spesielle forhold, eller hvis arbeidstaker likevel pådrar seg belastningslidelser, bør en nærmere vurdering foretas. Kommentaren "høy skåre" innebærer at oppgaven er vurdert til rødt av mange.



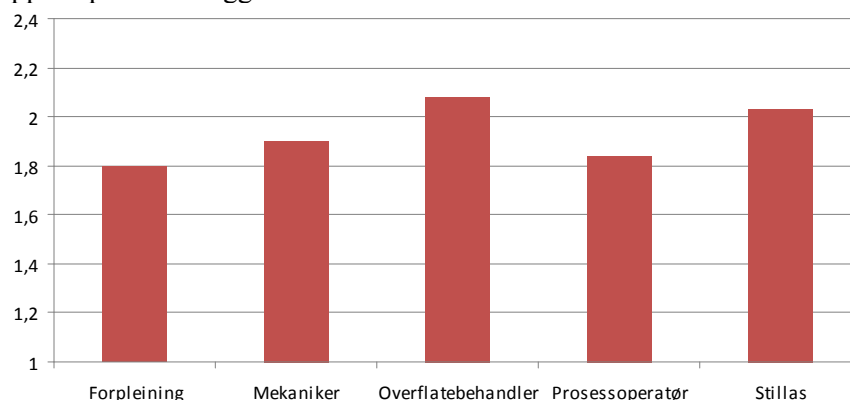
Figur 41 Risiko fordelt på grupper av arbeidstakere

Totalt for alle arbeidstakergruppene vurderes mellom 10-15 % av arbeidsoppgavene i høy risiko. For samtlige grupper er det arbeidsstilling som gir høyest skåre. Vi ser at risikoskåre for overflatearbeidere på land er noe lavere enn på produksjonsinnretninger.

Følgende arbeidsoppgaver er hyppigst innrapportert og vurdert med høy risiko for landanlegg:

- Stillasarbeid
- Arbeid med vibrerende håndverktøy
- Operering, vedlikehold og bytting av ventiler
- Materialhåndtering, inklusiv løfting og bæring.

Vi har sett på hvordan gjennomsnittlig risikoskåre for alle arbeidsoppgavene slår ut for de ulike arbeidstakergruppene på landanlegg.



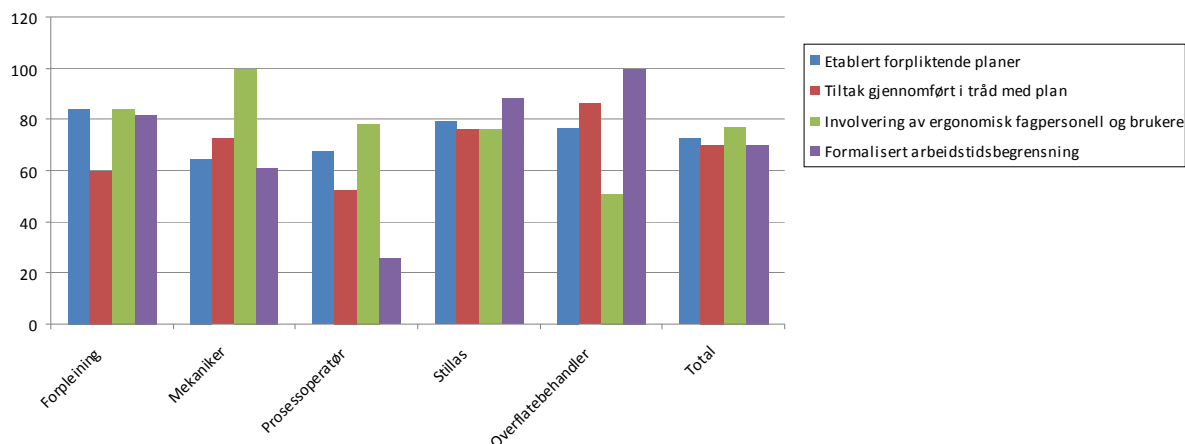
Figur 42 Gjennomsnittlig risikoskåre for samtlige arbeidsoppgaver fordelt på arbeidstakergrupper

Overflatebehandlerne er gruppen med høyest skåre i 2010. Også stillasarbeider har høy gjennomsnittsskåre på landanlegg. Begge disse gruppene har også høy skåre på produksjonsinnretninger.

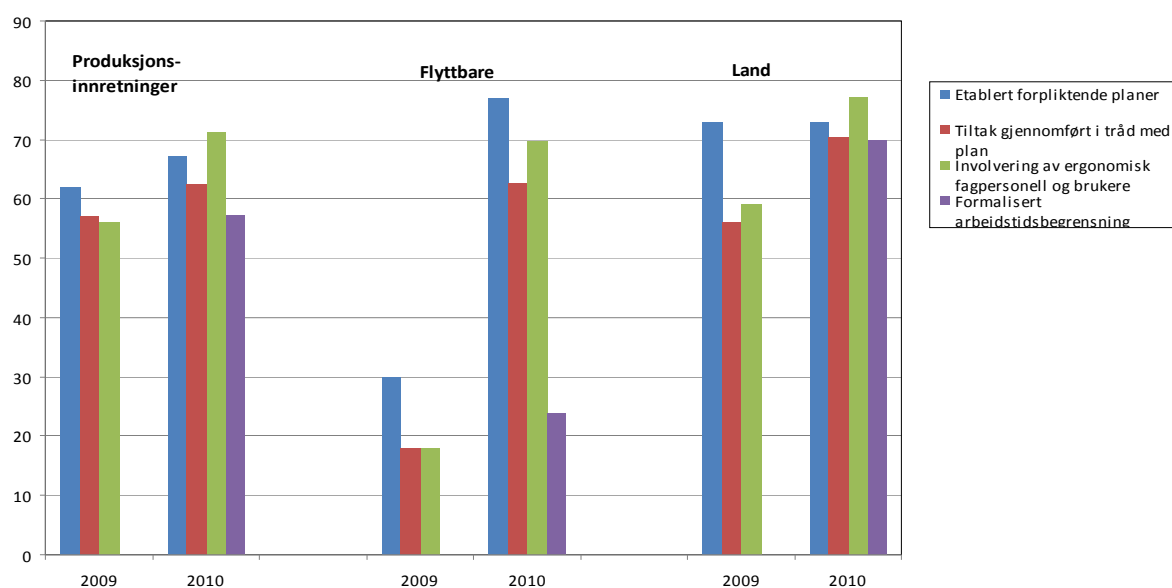


6.4.3 Styling av risiko.

For flere grupper er det rapportert inn at det er innført formaliserte arbeidstidsbegrensninger for å redusere ergonomisk risiko. Det er også rapportert inn samarbeid med ergonomisk kompetanse og brukere i utbedringstiltak for flere av gruppene.



Figur 43 Oppfølging og tiltak



Figur 44 Oppfølging og tiltak for 2009 og 2010 sokkel og land

Formalisert arbeidstidsbegrensning for å redusere ergonomisk risiko er kun etterspurt i 2010. 70 % av landanleggene svarer at slik arbeidstidsbegrensning er innført, mens det tilsvarende tallet for produksjonsinnretninger er 57 % og flyttbare innretninger 24 %.

Innsendte skjema fra landanleggene er generelt mer positive på oppfølging og tiltak enn de fra sokkelen, spesielt når det gjelder etablering av planer hvor det samlede tallet er 73 %. Det totale tallet for gjennomføring ligger på 70,3 %, mens 77,2 % svarer at det har vært ergonomisk fagpersonell og brukere involvert i forbedringsarbeidet.

Utvalget for 2010 er noe endret i forhold til 2009 i og med at det er noen flere landanlegg med i år. For sokkelen er utvalget utvidet fra 19 – 22 produksjonsinnretninger og fra 19 – 31 flyttbare innretninger.



7. Årsaksforhold og tiltak knyttet til hydrokarbonlekkasjer

De siste tre årene viser en negativ utvikling knyttet til rapporterte hydrokarbonlekkasjer på produksjonsinnretninger offshore. Datagrunnlaget knyttet til tilsvarende hydrokarbonlekkasjer for landanleggene er ikke like robust som for innretningene på sokkelen. Både fordi tidshorizonten i RNNP er kort (fra 2006) og at rapporteringskriteriene ikke er innarbeidet like grundig som på sokkelen. Basert på tallene fra RNNP så ble det observert en markant økning i antall lekkasjer fra 2006 til 2008, så en markant reduksjon i 2009 og 2010. En sannsynlig delforklaring på denne utviklingen er utfordringer knyttet til innarbeidelse av rapporteringskriterier, men vi antar også at det er en reell komponent i utviklingen. Omfanget av studien har vært styrt av tilgang til detaljert informasjon om lekkasjer. For landanleggene har denne tilgangen vært begrenset til tre granskinger.

Det er i de senere år utført en rekke studier både nasjonalt og internasjonalt og gjennomført mange granskninger etter hendelser for å kartlegge årsaker til hydrokarbonlekkasjer og egnede risikoreduerende tiltak. Ptil ønsket på denne bakgrunn å få gjennomført en studie hvor denne dokumentasjonen ble benyttet som basis for å analysere årsaksforhold og tiltak knyttet til hydrokarbonlekkasjer i norsk petroleumsvirksomhet. Forskergruppen fra Sintef/Studio Apertura har gjennomgått 42 granskingsrapporter (2002-2010), diverse rapporter fra ulike forskningsmiljø, konsulentselskaper, myndigheter, 33 forskningsartikler og beskrivelse av tiltak som operatørselskapenes egen fagfolk vurderer å være de viktigste bidrag til risikoreduksjon.

Resultatene fra gjennomgått granskingsrapporter og annet materiale gir et bilde av (1) hvordan hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel årsaksforklares, (2) hvilke tiltak som er foreslått og (3) om det er godt samsvar mellom identifiserte årsaker og tiltak. Basert på gjennomgåtte årsaksforhold og tiltaksforslag fra granskningene har fire sentrale utfordringer i forhold til å redusere antall hydrokarbonlekkasjer blitt identifisert; ”forhold ved design som sentral årsak”, ”læring av tidligere hendelser”, ”utforming av konkrete tiltak” og ”risikovurderinger og – analyser”.

Denne studien har i hovedsak tatt utgangspunkt i granskede hydrokarbonlekkasjer på produksjonsinnretninger til havs. Av 42 granskinger var tre gjennomført etter hydrokarbonlekkasjer på landanlegg underlagt Petroleumstilsynets myndighetsområde. Prosessanlegg på landanleggene vil skille seg fra prosessanleggene til havs med noen tekniske særegenheter. Det er imidlertid store forskjeller mellom ulike prosessanlegg til havs, både med tanke på teknisk utforming og på systemnivå. Samtidig finnes det fellestrekk: En del av landanleggene er for eksempel bygget etter de samme NORSOK standardene som anleggene til havs, og flere landanlegg anvender de samme selskapsinterne krav og prosedyrer som til havs.

Granskningene viser at det kan være særegne forhold i det enkelte prosessanlegg som har vært årsak til lekkasjen. Sammenlikner man granskningene knyttet til hydrokarbonlekkasjer på landanleggene og til havs ser vi at det i all hovedsak er de samme direkte og bakenforliggende årsaker som beskrives. Et unntak er en av granskningene som fant at manglende norsk og engelskkunnskaper var av betydning for lekkasjen på landanlegget. Språkproblemer har frem til nå ikke vært av betydning for lekkasjer til havs. Granskingsmetodikken som anvendes er ofte den samme. Eksempelvis vil sentrale forhold som design av prosessanlegg, vedlikehold og vedlikeholdsstyring, ledelse og kompetanse på endringsledelse, prosedyrer, kompetanse hos utførende personell og feilhandlinger gå igjen. Dette er forhold som er like relevante for landanlegg som for prosessanlegg til havs, og denne studien vil derfor ha overføringsverdi også for landanleggenes risikoreduerende arbeid.



Følgende fem kategorier av direkte/utløsende årsaker er funnet å være de viktigste i vår gjennomgang:

'Teknisk design av anlegg' (24 %), 'Teknisk tilstand/aldring/slitasje' (21 %), 'Feilhandling knyttet til brudd på gjeldende praksis/prosedyrer' (14 %), 'Feilhandling av type glipp/slurv' (11 %), 'Kognitive feil (manglende kompetanse og/eller risikoforståelse)' (9 %)

Fordelt på kategoriene menneske, teknologi og organisasjon viser gjennomgangen at 48 % av de direkte årsakene er tekniske, 41 % er menneskelige, mens bare 11 % er klassifisert som organisatoriske.

Når det gjelder bakenforliggende årsaker er bildet noe annerledes. Her er 65 % organisatoriske, 21 % er menneskelige og 14 % er tekniske. Her er det ingen enkeltårsaker som dominerer bildet. De fire hyppigste bakenforliggende årsakene er imidlertid funnet å være:

'Teknisk design av anlegg' (11 %), 'Kognitive feil som kan knyttes opp mot manglende kompetanse eller manglende risikoforståelse' (11 %), 'Mangel på kompetanse/opplæring/risikoforståelse' (10 %), 'Mangelfull kommunikasjon/samhandling/grenseflater/målkonflikter' (9 %)

Av tiltakene som er beskrevet i granskningsrapportene er 79 % klassifisert som å være av organisatoriske karakter, 20 % er teknologiske og 1 % av menneskelig karakter. De hyppigste registrerte tiltakene er: 'Kontroll/sjekk/verifikasjon' (29 %), 'Prosedyrer/dokumentasjon' (15 %), 'Teknisk design' (11 %) og 'Teknisk tilstand etc.' (6 %), 'Kompetanse/opplæring/risikoforståelse' (10 %)

En generell observasjon er at svært mange tiltak er av organisatorisk karakter, mens relativt få tiltak er av teknisk og menneskelig karakter. Det er med andre ord ikke stor grad av samsvar mellom identifiserte årsaker, spesielt utløsende årsaker, og tiltakene som er spesifisert. En annen viktig observasjon når det gjelder tiltak er at disse ofte er lite konkrete og krever stor grad av videre bearbeiding for å kunne ut i konkrete endringer.

Fire forbedringsområder knyttet til reduksjon av hydrokarbonlekkasjer ble identifisert:

- Behov for en mer offensiv holdning til å redesigne seg vekk fra mangelfulle tekniske løsninger, snarere enn å akseptere og tilpasse seg dem.
- Sikre læring og erfaringsoverføring, og på en systematisk og effektiv måte bruke informasjon fra hendelsesdatabaser, granskinger, indikatorer og andre kilder i forebyggende arbeid.
- Betydelig forbedringspotensial i forhold til å definere presise og konkrete tiltak i etterkant av granskinger.
- Forbedringspotensial i forhold til gjennomføring og anvendelse av risikovurderinger og – analyser av risiko for hydrokarbonlekkasjer.

For å få en mer detaljert gjennomgang av studien, se RNNP hovedrapport 2010, www.ptil.no.



8. Anbefalinger for videre arbeid

Generelt har aktiviteten risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet vist at det er mulig å etablere et bilde av risikonivået gjennom analyse som muliggjør identifikasjon av potensielle forbedringsområder. På landanleggene har dette, av flere årsaker, vært en større utfordring enn på sokkelen.

Fase 12 av prosjektet vil omhandle resultater fra 2011, og vil bli publisert ultimo april 2012.

8.1 Videreføring av prosjektet

Basis for neste fase av prosjektet, fase 12 (medio 2011 – medio 2012), vil være arbeidet gjennomført i fase 11. Metodene benyttet i prosjektet vurderes fortløpende med tanke på videreutvikling. Av spesielle aktiviteter i fase 12 nevnes:

Landanlegg:

- Gjennomgang av indikatorene på landanlegg for å optimalisere nytteverdien av resultatene
- Gjennomføre en spørreskjemaundersøkelse

For sokkelen henvises det til hovedrapport for sokkelen.



9. Referanser

Argyris, C.& Schön, D. A. (1978). *Organizational Learning: A Theory of Action Perspective*. Addison-Wesley, Reading, MA.

Argyris, C.& Schön, D. A. (1996). *Organizational Learning II: Theory, method and practice*. Addison-Wesley, Reading, MA.

Aven, T., Sklet, S., Vinnem, J.E. (2006): Barrier and operational risk analysis of hydrocarbon releases (BORA-Release): Part I. Method description, *Journal of Hazardous Materials*, Volume 137, Issue 2, September 2006, side 681-691.

Bye, R. & Fenstad, J. (2008). Safety on an edge – A possible organized trade-off between long-term safe work performance and regularity in production processes. Tsu-Mu Kao, Zio E., Ho V. (red.) *International Conference on Probabilistic Safety Assessment and Management*. Hong Kong, Edge Publication Group Limited

Clarke, S. (2006). The relationship between safety climate and safety performance: a meta-analytic review. *Journal of Occupational Health Psychology*, 11, 315-327.

Hale, A. (2002). Conditions of occurrence of major and minor accidents. 2me séance du séminaire “Le risque de défaillance et son contrôle par les individus et les organisations.” 6-7 novembre, Gif sur Yvette.

Harms-Ringdahl, L., (2009). Dimensions in safety indicators. *Safety Science* 47, 481-482.

Haugen, S., Vinnem, J. E. Seljelid, J. (2011). Analysis of Causes of Hydrocarbon Leaks from Process Plants. SPE European Health, Safety and Environmental Conference in Oil and Gas Exploration and Production held in Vienna, Austria, 22–24 February 2011.

Haukelid, K. (2009). Theories of (safety) culture revisited – an anthropological approach. *Safety Science*, 46, 413-426.

Heinrich, H. W. (1931). *Industrial Accident Prevention – A scientific approach*. New York: McGraw-Hill. Hendrick, K., Benner, L. (1987). *Investigating accidents with STEP*. Marcel Dekker Inc., New York.

Hollnagel, E., (2008): Investigation as an impediment to learning. In: Hollnagel, E., Nemeth, C., Dekker, S. (Eds.), *Remaining Sensitive to the Possibility of Failure*. Resilience Engineering Series. Ashgate, Aldershot, UK.

Hollnagel, E., Woods, D. D., Leveson, N. (2006). *Resilience engineering. Concepts and precepts*. Ashgate, Aldershot, UK.

Hopkins A. (2009). Thinking about process safety indicators. *Safety Science*, 47, 460-465.

Hovden, J., Sklet, S., Tinmannsvik, R. K. (2004). I etterpåklokskapens klarsyn: Granskning og læring av ulykker. I: Lydersen, S. (red.): *Fra flis i fingeren til ragnarok. Tjue historier om sikkerhet*. Trondheim: Tapir Akademisk Forlag.

Hovden, J., Størseth, F., Tinmannsvik, R. K. (2011). Multilevel learning from accidents - Case studies in transport. *Safety Science*, 49 (1), 98-105.

HSE (2006). *Developing process safety indicators. A step-by-step guide for chemical and major hazard industries*. Health and Safety Executive.

HSE (2008). *Offshore hydrocarbon releases 2001-2008 Research Report RR672*, Health and Safety Executive.

Kinnersley, S., Roelen, A. (2007). The contribution of design to accidents. *Safety Science* 45, 31-60.



Kirwan, B. (1994). A guide to practical human reliability assessment. Taylor&Francis.

Khan, F.I., Amyotte, P.R. (2002). Inherent safety in offshore oil and gas activities: a review of the present status and future directions. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 15, 279–289.

Kjellen, U., (2007). Safety in the design of offshore platforms: Integrated safety versus safety as an add-on characteristics. *Safety Science* 45, 107-127.

Kongsvik, T., Almklov, P. Fenstad, J. (2010). Organisational safety indicators: Some conceptual considerations and a supplementary qualitative approach. *Safety Science*, 48, 1402-1411.

Kongsvik, T., Johnsen, S.Å.K., Sklet, S. (2011). Safety climate and hydrocarbon leaks: An empirical contribution to the leading-lagging indicator discussion. Accepted for publication in *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*.

Lundberg, J., Rollenhagen, C. & Hollnagel, E. (2010). What you find is not always what you fix – How other aspects than causes of accidents decide recommendations for remedial actions. *Accident Analysis and Prevention*, 42, 2132-2139.

Lundberg, J., Rollenhagen, C., Hollnagel, E., (2009): What-You-Look-For-Is-What-You-Find – The consequences of underlying accident models in eight accident investigation manuals. *Journal of Safety Science* 47, side 1297-1311.

National Commission (2011) DEEP WATER – The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. Report to the President, National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Januar 2011.

Nyheim, O. M., Gran, B. A., Pedersen, L. M., Seljelid, J., Vinnem, J. E., Vatn, J. (2010). Use of bayesian network for modeling risk influencing factors. Paper til ESREL-konferansen.

Perrow, C. (1999). Normal Accidents: Living with High-Risk Technologies. Princeton, University Press.

Petroleumstilsynet (2007): Utvikling i risikonivå – norsk sokkel. Fase 7 hovedrapport 2006.

Petroleumstilsynet (2009a). Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Norsk Sokkel 2008.

Petroleumstilsynet (2009b). Kondensatlekkasje på Kollsnes 19.5.2009, Ptil 30.7.2009

Reason, J. (1997). Managing the Risks of Organizational Accidents. Aldershot: Ashgate.

Rosness, R., Blakstad, H. C., Forseth, U. (2009). Rammebetingelsers betydning for storulykkesrisiko og arbeidsmiljørisiko. En litteraturstudie. Rapport A11777. Trondheim: Sintef Teknologi og Samfunn.

Schiefloe, P. M. (2003). Mennesker og samfunn. Innføring i sosiologisk forståelse. Bergen: Fagbokforlaget.

Schiefloe, P. M., Vikland, K. M. (2005). Årsaksanalyse etter Snorre A-hendelsen 28.11.2004. Stavanger: Statoil.

Schiefloe, P. M. Vikland, K. M. (2007). Når barrierene svikter. Gassutblåsningen på Snorre A, 20.11.2004. *Søkelys på arbeidslivet*, 24 (2), 207-225.

Sklet, S., Ringstad, A.J., Steen, S.A., Tronstad, L., Haugen, S., Seljelid, J., Kongsvik, T., Wærø, I., (2010). Monitoring of human and organizational factors influencing the risk of major accidents. Paper for the SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Rio de Janeiro, Brazil, 12–14 April 2010.



Tharaldsen, J.E., Olsen, E., Rundmo, T. (2008). A longitudinal study of safety climate on the Norwegian continental shelf. *Safety Science*, 46, s. 427-439.

Thunem, A.P.J., Kaarstad, M., Thunem, H.P.J. (2009). Vurdering av organisatoriske faktorer og tiltak i ulykkesgranskning, rapportnummer IFE/HR/F-2009/1406, Halden.

Tinmannsvik, R. K., Sklet, S., Jersin, E. (2004). Granskningsmetodikk: Menneske – teknologi – organisasjon. En kartlegging av kompetansemiljøer og metoder. Sintef-rapport STF38 A04422. Trondheim: Sintef Teknologi og Samfunn.

Tinmannsvik, R.K. og Øien K. (2010) Kartlegging av læring og oppfølging av uønskede hendelser hos vedlikeholdsentreprenørene – særlig med tanke på forebygging av storulykker. Rapport for Ptil.

Turner, B.A. & Pidgeon, N. F. (1997). *Man-Made Disasters* (2nd edition). Butterworth Heinemann: Oxford.

U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board (2007). Investigation Report. Refinery Explosion and Fire, BP Texas City.

Vinnem, J. E. (2010). Risk indicators for major hazards on offshore installations. *Safety Science*, 48, 770-787.

Vinnem, J.E., Hestad, J. A., Kvaløy, J. T. , Skogdalen, J.E. (2010). Analysis of root causes of major hazard precursors (hydrocarbon leaks) in the Norwegian offshore petroleum industry. *Safety Science*, 95, 1142-1153.

Wackers, G. (2006). Vulnerability and robustness in a complex technological system: Loss of control and recovery in the 2004 Snorre A gas blow-out. Working paper no. 42/2006. Oslo: Center of Technology, Innovation and Culture, Universitetet i Oslo.

Weick, K. E., Sutcliffe, K. M. (2007). *Managing the unexpected. Resilient performance in an age of uncertainty*. San Francisco: Jon Wiley & Sons.

Zohar D. (2003). Safety climate: conceptual and measurement issues. I: Quick JC, Tetrick LE (red.) *Handbook of occupational health psychology*. Washington, DC: American Psychological Association

Zohar, D. (2010). Thirty years of safety climate research: Reflections and future directions. *Accident Analysis and Prevention*, 42, s. 1517-1522.

Zwetsloot, G.I.J.M. (2009). Prospects and limitations of process safety performance indicators. *Safety Science* 47, 495–497.

Øien, K. (2001). Risk indicators as a tool for risk control. *Reliability Engineering and System Safety* 74, 129-145.

Øien, K., Massaiu, S., Tinmannsvik, R. K., Størseth, F. (2010). Development of Early Warning Indicators based on Resilience Engineering. Paper presented at PSAM 10, June 7-11 2010, Seattle, USA.



VEDLEGG A: Aktivitetsnivå

A1. Antall anlegg

Kategori anlegg	2006	2007	2008	2009	2010
Anlegg i drift	6	6 (8 ved årsslutt)	8	8	8
Anleggsfase	2	2 (0 ved årsslutt)	0	0	0
Totalt	8	8	8	8	8

A2. Arbeidstimer

2006

Kategori anlegg	Egne ansatte	Entreprenøransatte, langtid	Splitt av timer ikke oppgitt	Sum
Anlegg i drift	2 036 621	923 944	2 534 604	5 495 169
Anleggsfase	297 378	0	21 465 847	21 763 225
Totalt	2 333 999	923 944	24 000 451	27 258 394

2007

Kategori anlegg	Egne ansatte	Entreprenøransatte, langtid	Splitt av timer ikke oppgitt	Sum
Anlegg i drift	3 050 411	2 073 453	24 760	5 148 624
Anleggsfase	331 492	3 432 865	11 768 480	15 532 837
Totalt	3 381 902	5 506 318	11 793 240	20 681 461

2008

Kategori anlegg	Egne ansatte	Entreprenøransatte, langtid ²	Entreprenøransatte, kort tid ²	Sum
Anlegg i drift	5 520 920	7 079 898	78 303	12 679 122
Anleggsfase	0	0	0	0
Totalt	5 520 920	7 079 898	78 303	12 679 122

2009

Kategori anlegg	Egne ansatte	Entreprenøransatte, langtid ²	Entreprenøransatte, kort tid ²	Sum
Anlegg i drift	4 169 363	9 247 121	117 723	13 534 207
Anleggsfase	0	0	0	0
Totalt	4 169 363	9 247 121	117 723	13 534 207

2010

Kategori anlegg	Egne ansatte	Entreprenøransatte, langtid ²	Entreprenøransatte, kort tid ²	Sum
Anlegg i drift	5 557 226	6 295 703	157 793	12 010 722
Anleggsfase	0	0	0	0
Totalt	5 557 226	6 295 703	157 793	12 010 722

² For de anlegg som ikke har oppgitt splitt av timer er gjennomsnittstall for de andre anleggene benyttet.