

RISIKONIVÅ I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

# RNNP

HOVEDRAPPORT,  
UTVIKLINGSTREKK 2008  
NORSK SOKKEL



PETROLEUMSTILSYNET

*(Siden blank)*

**Risikonivå i petroleumsvirksomheten  
Norsk sokkel**

**2008**

*Rev. 1b*

*(Siden blank)*



PETROLEUMSTILSYNET

# Rapport

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                     |                                                                                           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| RAPPORTTITTEL<br><br>Risikonivå i petroleumsvirksomheten<br>Hovedrapport, utviklingstrekk 2008, norsk sokkel                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                     | GRADERING<br><br>Offentlig<br>Unntatt off.<br>Begrenset<br>Fortrolig<br>Strengt fortrolig |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                     | <div><div>√</div></div>                                                                   |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                     | RAPPORTNUMMER<br><br>Ptil-09-01                                                           |
| FORFATTER/SAKSBEHANDLER<br><br>Petroleumstilsynet                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                     |                                                                                           |
| ORGANISASJONSENHET<br><br>P-Risikonivå                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | GODKJENT AV/DATO<br><br>Øyvind Tuntland<br>Direktør |                                                                                           |
| SAMMENDRAG<br><br>Formål med dette arbeidet er å etablere og vurdere status og trender for risikonivået den samlede petroleumsvirksomheten. En søker følger utvikling i risiko ved å belyse det fra flere vinkler ved hjelp av ulike metodikker.<br><br>En baserer seg i hovedsak på to utfyllende vurderingsprosesser: <ul style="list-style-type: none"><li>• Registrere, analysere og vurdere data for definerte fare- og ulykkessituasjoner og ytelse av barrierer</li><li>• Gjennomføre samfunnsvitenskapelige analyser, i denne rapporten inngår intervjuer der medlemmer av sikkerhetsforum, L-8 og fire andre informanter (totalt 21 personer) ble intervjuet om en rekke sentrale HMS tema.</li></ul><br>På bakgrunn av det datagrunnlag og de indikatorer som er benyttet observeres det samlet sett en positiv utvikling, slik det har vært de siste årene. Dette gjelder både sentrale indikatorer relatert til storulykker samt frekvensen for alvorlige personskader. Støyskader og støyrelaterte indikatorer viser på den annen side ingen tydelige tegn på forbedring, og antall innrapporterte støyskader er foruroligende høyt. |                                                     |                                                                                           |
| NORSKE EMNEORD<br><br>Risiko, HMS, norsk sokkel                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                     |                                                                                           |
| PROSJEKTNUMMER                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | ANTALL SIDER<br><br>190                             | OPPLAG                                                                                    |
| PROSJEKTTITTEL<br><br>Utvikling i risikonivå – norsk petroleumsvirksomhet                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                     |                                                                                           |

*(Siden blank)*

## **Forord**

Utviklingen av risikonivået i petroleumsnæringen opptar alle parter som er involvert i næringen, men er også av allmenn interesse. Det var derfor naturlig og viktig for oss å etablere en struktur for å måle effekten av det samlede HMS-arbeidet i virksomheten. På denne bakgrunnen startet en i 1999/2000 prosjektet utvikling i risikonivå - norsk sokkel. Prosjektets innledende faser viste at valgt metodikk er egnet til å etablere et bilde av tilstanden. Arbeidet har etter hvert fått en viktig posisjon i næringen ved at det er med på å danne en omforent forståelse av risikonivået blant partene i næringen.

Petroleumsnæringen har høy kompetanse på HMS. Vi har forsøkt å utnytte denne kompetansen ved å legge opp til en åpen prosess og invitere ressurspersoner fra både operatørselskaper, redere, 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. Resultatene fra arbeidet er presentert for Sikkerhetsforum hvor fagforeningene, arbeidsgiverorganisasjonene og myndigheter er representert. Kommentarene så langt har vært positive og konstruktive med forventninger om at dette arbeidet skal være med å bidra til en felles plattform for forbedring av sikkerhet og arbeidsmiljø. Partenes eierskap til prosessen og resultatene er viktig. For ytterligere å tilrettelegge for et aktivt eierskap til prosessen vil det i 2009 bli etablert en partssammensatt referansegruppe som skal bistå i videreutviklingen .

Bruk av komplementære metoder for å måle utvikling i risiko som gjør dette arbeidet unikt. En videreutvikling av metodegrunnlaget er en viktig forutsetning for suksess.

Så langt vi kjenner til er dette arbeidet unikt ved at en forsøker å måle risiko for en hel industrisektor på denne måten. Vi har en begrensning i tilgjengelig informasjon og tid. Selv om kvaliteten på resultatene gradvis blir bedre må de brukes med en viss varsomhet.

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, 23. april 2009

Øyvind Tuntland  
Fagdirektør

*(Siden blank)*



## Oversikt kapitler

|                                                                         |            |
|-------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER .....</b>                              | <b>1</b>   |
| <b>1. BAKGRUNN OG FORMÅL.....</b>                                       | <b>3</b>   |
| <b>2. ANALYTISK TILNÆRMING, OMFANG OG BEGRENSNINGER .....</b>           | <b>10</b>  |
| <b>3. DATA- OG INFORMASJONSINNHENTING .....</b>                         | <b>14</b>  |
| <b>4. KVALITATIVE INDIKATORER OG VURDERINGER .....</b>                  | <b>21</b>  |
| <b>5. RISIKOINDIKATORER FOR HELIKOPTERTRANSPORT .....</b>               | <b>43</b>  |
| <b>6. RISIKOINDIKATORER FOR STORULYKKER .....</b>                       | <b>59</b>  |
| <b>7. RISIKOINDIKATORER FOR BARRIERER KNYTTET TIL STORULYKKER .....</b> | <b>104</b> |
| <b>8. PERSONSKADE OG DØDSULYKKER.....</b>                               | <b>135</b> |
| <b>9. RISIKOINDIKATORER – STØY OG KJEMISK ARBEIDSMILJØ.....</b>         | <b>145</b> |
| <b>10. ANDRE INDIKATORER.....</b>                                       | <b>156</b> |
| <b>11. OVERORDNET VURDERING AV RISIKONIVÅ.....</b>                      | <b>170</b> |
| <b>12. REFERANSER.....</b>                                              | <b>177</b> |
| <b>VEDLEGG A: AKTIVITETSNIVÅ.....</b>                                   | <b>181</b> |
| <b>VEDLEGG B: SOKKELKART .....</b>                                      | <b>185</b> |

# Risikonivå i petroleumsvirksomheten

Hovedrapport, norsk sokkel - 2008

---



PETROLEUMSTILSYNET

*(Siden blank)*



*Innhold*

|                                                                  |           |
|------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER .....</b>                       | <b>1</b>  |
| <b>1. BAKGRUNN OG FORMÅL.....</b>                                | <b>3</b>  |
| 1.1 BAKGRUNN FOR PROSJEKTET .....                                | 3         |
| 1.2 FORMÅL .....                                                 | 3         |
| 1.3 GJENNOMFØRING .....                                          | 3         |
| 1.4 UTARBEIDELSE AV RAPPORTEN .....                              | 4         |
| 1.5 HMS FAGGRUPPE .....                                          | 4         |
| 1.6 SIKKERHETSFORUM.....                                         | 5         |
| 1.7 BRUK AV KONSULENTER .....                                    | 5         |
| 1.8 SAMARBEID OM HELIKOPTERSIKKERHET .....                       | 5         |
| 1.9 DEFINISJONER OG FORKORTELSER.....                            | 5         |
| 1.9.1 Sikkerhet, risiko og usikkerhet .....                      | 5         |
| 1.9.2 Definisjoner.....                                          | 6         |
| 1.9.3 Beregning av risiko for personell.....                     | 7         |
| 1.9.4 Forkortelser .....                                         | 8         |
| <b>2. ANALYTISK TILNÆRMING, OMFANG OG BEGRENSNINGER .....</b>    | <b>10</b> |
| 2.1 RISIKOINDIKATORER .....                                      | 10        |
| 2.1.1 Hendelsesindikatorer - storulykkesrisiko .....             | 10        |
| 2.1.2 Barriereindikatorer - storulykkesrisiko.....               | 11        |
| 2.1.3 Arbeidsulykker/dykkerulykker .....                         | 11        |
| 2.1.4 Arbeidsbetinget sykdom .....                               | 11        |
| 2.1.5 Andre forhold.....                                         | 11        |
| 2.2 ANALYTISK TILNÆRMING .....                                   | 12        |
| 2.2.1 Risikoanalytisk tilnærming.....                            | 12        |
| 2.2.2 Samfunnsvitenskapelig tilnærming.....                      | 12        |
| 2.3 OMFANG.....                                                  | 12        |
| 2.4 BEGRENSNINGER .....                                          | 13        |
| <b>3. DATA- OG INFORMASJONSINNHEMTING .....</b>                  | <b>14</b> |
| 3.1 DATA OM AKTIVITETSNIVÅ .....                                 | 14        |
| 3.1.1 Innretningsår.....                                         | 14        |
| 3.1.2 Rørledninger .....                                         | 14        |
| 3.1.3 Produksjonsvolumer.....                                    | 15        |
| 3.1.4 Brønner .....                                              | 15        |
| 3.1.5 Arbeidstimer.....                                          | 16        |
| 3.1.6 Dykketimer .....                                           | 16        |
| 3.1.7 Helikoptertransport.....                                   | 17        |
| 3.1.8 Oppsummering av utviklingen.....                           | 18        |
| 3.2 HENDELSER- OG BARRIEREDATA .....                             | 18        |
| 3.2.1 Videreføring av datakilder .....                           | 18        |
| 3.2.2 Satsingsområder for innsamling og bearbeiding av data..... | 19        |
| 3.3 INNRETNINGER .....                                           | 19        |
| <b>4. KVALITATIVE INDIKATORER OG VURDERINGER .....</b>           | <b>21</b> |
| 4.1 INNLEDNING .....                                             | 21        |
| 4.2 METODE - INTERVJU .....                                      | 22        |
| 4.3 ANALYSE.....                                                 | 23        |
| 4.3.1 Risikoutviklingen.....                                     | 24        |
| 4.3.2 Innføring av integrerte operasjoner (IO) .....             | 28        |
| 4.3.3 Aldring og levetidsforlengelse.....                        | 30        |
| 4.3.4 Ledelsens bidrag til reduksjon av storulykkesrisiko .....  | 31        |
| 4.3.5 Det endrede aktørbildets betydning for HMS.....            | 33        |
| 4.3.6 Særlig risikoutsatte grupper.....                          | 36        |
| 4.3.7 Partssamarbeid .....                                       | 38        |
| 4.3.8 Sammenligning med tidligere intervjuer .....               | 39        |
| 4.3.9 RNNP – Nytteverdi og forbedringspotensial .....            | 40        |



|           |                                                                           |            |
|-----------|---------------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.4       | KONKLUSJON .....                                                          | 41         |
| <b>5.</b> | <b>RISIKOINDIKATORER FOR HELIKOPTERTRANSPORT .....</b>                    | <b>43</b>  |
| 5.1       | OMFANG OG BEGRENSNINGER .....                                             | 43         |
| 5.1.1     | Endringer i rapportering og registrering .....                            | 43         |
| 5.1.2     | Hendelsesdata .....                                                       | 44         |
| 5.2       | DEFINISJONER OG FORKORTELSER .....                                        | 45         |
| 5.3       | RAPPORTERINGSGRAD .....                                                   | 47         |
| 5.4       | HENDELSESINDIKATORER .....                                                | 48         |
| 5.4.1     | Hendelsesindikator 1 .....                                                | 48         |
| 5.4.2     | Hendelsesindikator 2 .....                                                | 51         |
| 5.4.3     | Hendelsesindikator 3 .....                                                | 54         |
| 5.5       | AKTIVITETSINDIKATORER .....                                               | 56         |
| 5.5.1     | Aktivitetsindikator nr.1: Volum tilbringertjeneste .....                  | 56         |
| 5.5.2     | Aktivitetsindikator nr.2: Volum skytteltrafikk .....                      | 57         |
| <b>6.</b> | <b>RISIKOINDIKATORER FOR STORULYKKER .....</b>                            | <b>59</b>  |
| 6.1       | OVERSIKT OVER INDIKATORER .....                                           | 59         |
| 6.1.1     | Normalisering av totalt antall hendelser .....                            | 60         |
| 6.1.2     | Datausikkerhet, rapporteringskriterier, trender, vektor .....             | 61         |
| 6.2       | HYDROKARBONLEKKASJER I PROSESSOMRÅDET .....                               | 62         |
| 6.2.1     | Prosesslekkasjer .....                                                    | 62         |
| 6.2.2     | Antente hydrokarbonlekkasjer .....                                        | 75         |
| 6.2.3     | Detaljert lekkasjefordeling .....                                         | 76         |
| 6.2.4     | Årsaker til lekkasjer .....                                               | 77         |
| 6.2.5     | Arbeidsoperasjon når lekkasje skjer .....                                 | 77         |
| 6.3       | ANDRE UTSLIPP AV HYDROKARBONER, ANDRE BRANNER .....                       | 79         |
| 6.3.1     | Brønnkontrollhendelser og brønnintegritet .....                           | 79         |
| 6.3.2     | Lekkasje fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsanlegg ..... | 88         |
| 6.3.3     | Andre branner .....                                                       | 89         |
| 6.4       | KONSTRUKSJONSRELATERTE HENDELSER .....                                    | 90         |
| 6.4.1     | Kollisjon med fartøyer som ikke er feltrelaterte .....                    | 90         |
| 6.4.2     | Drivende gjenstand på kollisjonskurs .....                                | 93         |
| 6.4.3     | Kollisjoner med feltrelatert trafikk .....                                | 93         |
| 6.4.4     | Konstruksjonsskader .....                                                 | 94         |
| 6.5       | STORULYKKESRISIKO PÅ INNRETNING – TOTALINDIKATOR .....                    | 99         |
| 6.5.1     | Produksjonsinnretninger .....                                             | 100        |
| 6.5.2     | Spesielt om flytende og faste produksjonsinnretninger .....               | 102        |
| 6.5.3     | Flyttbare innretninger .....                                              | 103        |
| <b>7.</b> | <b>RISIKOINDIKATORER FOR BARRIERER KNYTTET TIL STORULYKKER .....</b>      | <b>104</b> |
| 7.1       | OVERSIKT OVER INDIKATORER FOR BARRIERER .....                             | 104        |
| 7.1.1     | Datainnsamling .....                                                      | 104        |
| 7.1.2     | Overordnede vurderinger .....                                             | 105        |
| 7.2       | DATA FOR BARRIERESYSTEMER OG -ELEMENTER .....                             | 105        |
| 7.2.1     | Barrierer knyttet til hydrokarboner .....                                 | 105        |
| 7.2.2     | Barrierer knyttet til maritime systemer .....                             | 118        |
| 7.2.3     | Barrierer knyttet til maritime systemer på flyttbare innretninger .....   | 119        |
| 7.2.4     | Diskusjon av trender i rapporterte data .....                             | 122        |
| 7.2.5     | Industriens oppfølging av barrierer .....                                 | 133        |
| 7.3       | KONKLUSJONER .....                                                        | 133        |
| <b>8.</b> | <b>PERSONSKADE OG DØDSULYKKER .....</b>                                   | <b>135</b> |
| 8.1       | INNRAPPORTERING AV PERSONSKADER .....                                     | 135        |
| 8.1.1     | Personskader på produksjonsinnretninger .....                             | 135        |
| 8.1.2     | Personskader på flyttbare innretninger .....                              | 136        |
| 8.2       | ALVORLIGE PERSONSKADER .....                                              | 137        |
| 8.2.1     | Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger .....                   | 138        |
| 8.2.2     | Alvorlige personskader på flyttbare innretninger .....                    | 140        |
| 8.3       | SAMMENLIGNING AV ULYKKESSTATISTIKK MELLOM ENGELSK OG NORSK SOKKEL .....   | 143        |
| 8.4       | DØDSULYKKER .....                                                         | 143        |



|                   |                                                                          |            |
|-------------------|--------------------------------------------------------------------------|------------|
| 8.5               | UTVIKLINGEN AV DØDSFREKVENSER – ARBEIDSULYKKER OG STORULYKKER.....       | 143        |
| <b>9.</b>         | <b>RISIKOINDIKATORER – STØY OG KJEMISK ARBEIDSMILJØ.....</b>             | <b>145</b> |
| 9.1               | INNLEDNING.....                                                          | 145        |
| 9.2               | HØRSELSSKADELIG STØY.....                                                | 145        |
| 9.2.1             | Metodikk – beskrivelse av indikator.....                                 | 145        |
| 9.2.2             | Tallbehandling og datakvalitet.....                                      | 146        |
| 9.2.3             | Resultater og vurderinger.....                                           | 146        |
| 9.3               | KJEMISK ARBEIDSMILJØ.....                                                | 150        |
| 9.3.1             | Innledning.....                                                          | 150        |
| 9.3.2             | Resultater og vurderinger.....                                           | 151        |
| <b>10.</b>        | <b>ANDRE INDIKATORER.....</b>                                            | <b>156</b> |
| 10.1              | OVERSIKT.....                                                            | 156        |
| 10.2              | RAPPORTERING AV HENDELSER TIL PETROLEUMSTILSYNET.....                    | 156        |
| 10.3              | DFU13 MANN OVER BORD.....                                                | 157        |
| 10.4              | DFU16 FULL STRØMSVIKT.....                                               | 158        |
| 10.5              | DFU18 DYKKERULYKKER.....                                                 | 159        |
| 10.6              | DFU19 H <sub>2</sub> S UTSLIPP.....                                      | 159        |
| 10.7              | DFU21 FALLENDE GJENSTAND.....                                            | 160        |
| 10.7.1            | Oversikt.....                                                            | 160        |
| 10.7.2            | Hendelsesindikatorer.....                                                | 162        |
| 10.7.3            | Barrierer, barriereelementer og påvirkende forhold.....                  | 167        |
| 10.7.4            | Bolter.....                                                              | 168        |
| <b>11.</b>        | <b>OVERORDNET VURDERING AV RISIKONIVÅ.....</b>                           | <b>170</b> |
| 11.1              | STATUS.....                                                              | 170        |
| 11.1.1            | Datakvalitet.....                                                        | 170        |
| 11.1.2            | Bruk av risikoindikatorer.....                                           | 170        |
| 11.1.3            | Statistisk risikonivå, storulykker.....                                  | 170        |
| 11.1.4            | Kvalitative indikatorer og vurderinger.....                              | 171        |
| 11.2              | TRENDER.....                                                             | 172        |
| 11.2.1            | Storulykker.....                                                         | 172        |
| 11.2.2            | Hydrokarbonlekkasjer.....                                                | 173        |
| 11.2.3            | Brønnkontroll problemer.....                                             | 173        |
| 11.2.4            | Andre branner.....                                                       | 173        |
| 11.2.5            | Konstruksjonsrelaterte hendelser.....                                    | 173        |
| 11.2.6            | Lekkasje fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsutstyr..... | 174        |
| 11.2.7            | Totalindikator relatert til storulykkesrisiko.....                       | 174        |
| 11.2.8            | Helikoptertransport.....                                                 | 175        |
| 11.2.9            | Alvorlige personskader.....                                              | 175        |
| 11.2.10           | Støy og kjemisk arbeidsmiljø.....                                        | 175        |
| 11.3              | BARRIERER MOT STORULYKKER.....                                           | 176        |
| <b>12.</b>        | <b>REFERANSER.....</b>                                                   | <b>177</b> |
| <b>VEDLEGG A:</b> | <b>AKTIVITETSNIVÅ.....</b>                                               | <b>181</b> |
| <b>VEDLEGG B:</b> | <b>SOKKELKART.....</b>                                                   | <b>185</b> |

# Risikonivå i petroleumsvirksomheten

Hovedrapport, norsk sokkel - 2008



PETROLEUMSTILSYNET

*(Siden blank)*



### Oversikt over tabeller

|           |                                                                                                                                   |     |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabell 1  | DFUer - storulykker                                                                                                               | 10  |
| Tabell 2  | DFUer arbeidsulykker og dykkerulykker                                                                                             | 11  |
| Tabell 3  | DFU arbeidsbetinget sykdom                                                                                                        | 11  |
| Tabell 4  | Andre DFUer                                                                                                                       | 12  |
| Tabell 5  | Oversikt som viser hvor data for hendelser i hovedsak er hentet fra                                                               | 18  |
| Tabell 6  | Installasjonsår for produksjonsinnretninger på norsk sokkel                                                                       | 20  |
| Tabell 7  | Gjennomsnittlig antall lekkasjer per år for de innretninger som ligger over gjennomsnittet                                        | 72  |
| Tabell 8  | Sammenlignbare lekkasjefrekvenser for gass/tofase- (2F) og oljelekkasjer, norsk og britisk sokkel, 2000-2007 (2005-07 i parentes) | 74  |
| Tabell 9  | Testdata for barriereelementer                                                                                                    | 107 |
| Tabell 10 | Antall tester, feil og innretninger som har rapportert inn barrieredata for maritime systemer for perioden 2006–08                | 119 |
| Tabell 11 | Samvariasjonsmål for total andel feil på samtlige barrierer                                                                       | 126 |
| Tabell 12 | Samvariasjon per barrieregruppe                                                                                                   | 128 |
| Tabell 13 | Resultater bakenforliggende årsaker til storulykkes DFU-er                                                                        | 130 |
| Tabell 14 | Antall omkomne i ulike typer ulykker, norsk sokkel, 1967-2008                                                                     | 143 |
| Tabell 15 | Antall omkomne i ulike typer aktiviteter, norsk sokkel, 1967-2008                                                                 | 144 |
| Tabell 16 | Oversikt over DFUer som ikke er storulykkesrelatert                                                                               | 156 |
| Tabell 17 | Arbeidsprosesser                                                                                                                  | 164 |



### Oversikt over figurer

|          |                                                                                                                            |    |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figur 1  | Utvikling i antall innretninger, 1996-2008.....                                                                            | 14 |
| Figur 2  | Utvikling i akkumulert antall km rørledninger, 1996-2008.....                                                              | 15 |
| Figur 3  | Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2008.....                                                                       | 15 |
| Figur 4  | Utvikling i antall brønner boret per år lete-/utvinning 1996-2008.....                                                     | 15 |
| Figur 5  | Utvikling i antall brønner boret per år produksjons-/flyttbar innretninger 1996-2008.....                                  | 16 |
| Figur 6  | Utvikling i arbeidstimer per år produksjons- og flyttbare innretninger 1996-2008.....                                      | 16 |
| Figur 7  | Utvikling i dykketimer per år 1996-2008.....                                                                               | 17 |
| Figur 8  | Akkumulert antall produksjonsinnretninger per kategori per år 1972-2008.....                                               | 19 |
| Figur 9  | Rapporterte hendelser per år, 1999-2008.....                                                                               | 48 |
| Figur 10 | Hendelsesindikator 1 per år ikke normalisert, 1999-2008.....                                                               | 49 |
| Figur 11 | Hendelsesindikator 1 per 100.000 flytimer per år, 1999-2008.....                                                           | 50 |
| Figur 12 | Hendelsesindikator 1 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2008.....                                                   | 50 |
| Figur 13 | Hendelsesindikator 1 per år og fordelt på helikoptertype, 1999-2008.....                                                   | 51 |
| Figur 14 | Hendelsesindikator 2 per år ikke normalisert, 1999-2008.....                                                               | 52 |
| Figur 15 | Hendelsesindikator 2 per 100.000 flytimer per år, 1999-2008.....                                                           | 53 |
| Figur 16 | Hendelsesindikator 2 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2008.....                                                   | 53 |
| Figur 17 | Hendelsesindikator 2 per år og fordelt på helikoptertype, 1999-2008.....                                                   | 54 |
| Figur 18 | Hendelsesindikator 3 ikke normalisert, 1999-2008.....                                                                      | 55 |
| Figur 19 | Hendelsesindikator 3 per år ikke normalisert, 1999-2008.....                                                               | 55 |
| Figur 20 | Volum tilbringertjeneste, flytimer og personflytimer per år, 1999-2008.....                                                | 57 |
| Figur 21 | Volum skytteltrafikk, flytimer og personflytimer per år, 1999-2008.....                                                    | 57 |
| Figur 22 | Oversikt over alle DFUer med storulykkespotensial på innretninger.....                                                     | 59 |
| Figur 23 | Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, produksjonsinnretninger.....                                               | 60 |
| Figur 24 | Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, flyttbare innretninger.....                                                | 60 |
| Figur 25 | Totalt antall hendelser DFU1-11 normalisert i forhold til arbeidstimer.....                                                | 61 |
| Figur 26 | Antall lekkasjer, alle innretninger, norsk sokkel.....                                                                     | 62 |
| Figur 27 | Risikobidrag fra lekkasjer vektet ut fra risikopotensial.....                                                              | 63 |
| Figur 28 | Antall lekkasjer, faste produksjonsinnretninger.....                                                                       | 64 |
| Figur 29 | Antall lekkasjer, flytende produksjonsinnretninger.....                                                                    | 64 |
| Figur 30 | Antall lekkasjer, produksjonskomplekser.....                                                                               | 64 |
| Figur 31 | Antall lekkasjer per innretningsår, alle produksjonsinnretninger.....                                                      | 65 |
| Figur 32 | Antall lekkasjer per innretningsår, faste produksjonsinnretninger.....                                                     | 66 |
| Figur 33 | Antall lekkasjer per innretningsår, flytende produksjonsinnretninger.....                                                  | 66 |
| Figur 34 | Antall lekkasjer per innretningsår, produksjonskomplekser.....                                                             | 66 |
| Figur 35 | Trender lekkasjer, ikke normalisert.....                                                                                   | 67 |
| Figur 36 | Trender lekkasjer, normalisert i forhold til arbeidstimer.....                                                             | 68 |
| Figur 37 | Trender lekkasjer, bemannet produksjon, DFU1, normalisert mot innretningsår.....                                           | 68 |
| Figur 38 | Trender lekkasjer, fast produksjon, DFU1, normalisert mot innretningsår.....                                               | 68 |
| Figur 39 | Trender lekkasjer, flytende produksjon, DFU1, normalisert mot innretningsår.....                                           | 69 |
| Figur 40 | Trender lekkasjer, komplekser, DFU1, normalisert mot innretningsår.....                                                    | 69 |
| Figur 41 | Lekkasje over 1 kg/s, ikke normalisert.....                                                                                | 70 |
| Figur 42 | Gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår, 1996-2008.....                                                         | 71 |
| Figur 43 | Gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår, 2003-08.....                                                           | 71 |
| Figur 44 | Kart som viser posisjon til felt i forhold til 59°N (kilde: Faktaheftet, OED, 2008).....                                   | 73 |
| Figur 45 | Sammenlikning av gass/tofase- og oljelekkasjer på norsk og britisk sokkel per 100 innretningsår, gjennomsnitt 2000-07..... | 75 |
| Figur 46 | Lekkasjefordeling for 2001-2008 med detaljerte kategorier.....                                                             | 77 |
| Figur 47 | Kumulativ fordeling for lekkasjerater, per innretningsår, gjennomsnittsverdier 2001-08.....                                | 77 |
| Figur 48 | Fordeling av kategorier initierende hendelser, 2001-08.....                                                                | 78 |
| Figur 49 | Forskjellen på operatør 1 og øvrige mht kategorier initierende hendelser, 2001-08.....                                     | 79 |
| Figur 50 | Flytskjema for hendelser som kvalifiserer som brønnkontrollhendelser.....                                                  | 80 |
| Figur 51 | Antall brønnkontrollhendelser i lete- og produksjonsboring, 1996-2008.....                                                 | 83 |
| Figur 52 | Brønnhendelser per 100 brønner, lete- og produksjonsboring, 1996-2008.....                                                 | 83 |
| Figur 53 | Trender, brønnhendelser, leteboring, 2008 mot gjennomsnitt 1996-2008.....                                                  | 84 |
| Figur 54 | Trender, brønnhendelser, produksjonsboring, 2008 mot gjennomsnitt 1999-2008.....                                           | 84 |
| Figur 55 | Fordeling av brønnkontrollhendelser på områder, 1996-2008.....                                                             | 85 |
| Figur 56 | Risikoindeks for lete- og produksjonsboring, 1996-2008.....                                                                | 85 |
| Figur 57 | WIF benytter følgende brønnkategorisering i pilotprosjektet.....                                                           | 86 |
| Figur 58 | Brønn kategorisering - kategori rød, orange, gul og grønn, 2008.....                                                       | 87 |
| Figur 59 | Brønn kategorisering – fordelt på operatør nummer 1 til 10, 2008.....                                                      | 87 |



|           |                                                                                                                          |     |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figur 60  | Antall lekkasjer fra stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2008.....                                   | 88  |
| Figur 61  | Antall "major" skader på stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2008.....                               | 89  |
| Figur 62  | Andre branner, norsk sokkel, 1996-2008.....                                                                              | 90  |
| Figur 63  | Utviklingen i antall skip på mulig kollisjonskurs, 1996-2008.....                                                        | 91  |
| Figur 64  | Antall skip på kollisjonskurs i forhold til antall innretninger overvåket fra Sandsli TTS.....                           | 92  |
| Figur 65  | Oversikt over grensekrenkinger 1993-2008.....                                                                            | 92  |
| Figur 66  | Drivende gjenstander på kollisjonskurs i perioden 1996-2008.....                                                         | 93  |
| Figur 67  | Antall kollisjoner mellom fartøyer og innretninger på norsk sokkel.....                                                  | 94  |
| Figur 68  | Alvorlige kollisjoner med feltrelatert trafikk på norsk sokkel og som tilfredsstiller kravene til DFU7.....              | 94  |
| Figur 69  | Kumulativ fordeling av størrelsen på fartøyer (utenom tankskip) som har kollidert på norsk sokkel.....                   | 95  |
| Figur 70  | Antall innmeldte hendelser og skader på konstruksjoner og maritime systemer som tilfredsstiller kriteriene til DFU8..... | 95  |
| Figur 71  | Antall hendelser med ankerliner med tapt bæreevne som er med i DFU8, fordelt etter antall liner involvert.....           | 96  |
| Figur 72  | Innmeldte hendelser knyttet til ankerliner og tilhørende utstyr.....                                                     | 97  |
| Figur 73  | Skadested ved hendelser knyttet til ankerliner/tilhørende utstyr 1996-2008.....                                          | 97  |
| Figur 74  | Konstruksjonsskader og hendelser som er tatt med i DFU8.....                                                             | 99  |
| Figur 75  | Totalindikator for storulykker på norsk sokkel for 1996-2006, normalisert mot arbeidstimer.....                          | 100 |
| Figur 76  | Totalindikator for storulykker på norsk sokkel, normalisert mot arbeidstimer, 3 års rullerende gjennomsnitt.....         | 100 |
| Figur 77  | Totalindikator, storulykker, produksjonsinnretninger, normalisert mot arbeidstimer, 3 års rullerende gjennomsnitt.....   | 101 |
| Figur 78  | Totalindikator, storulykker, for produksjonsinnretninger delt etter hvor tilløpene oppstår.....                          | 101 |
| Figur 79  | Totalindikator, storulykker, FPU, normalisert mot antall innretninger.....                                               | 102 |
| Figur 80  | Totalindikator, storulykker, faste produksjonsinnretninger, normalisert mot antall innretninger.....                     | 103 |
| Figur 81  | Totalindikator, storulykker, flyttbare innretninger, normalisert mot arbeidstimer.....                                   | 103 |
| Figur 82  | Total andel feil for utvalgte barriereelementer, 2008.....                                                               | 105 |
| Figur 83  | Midlere andel feil for utvalgte barriereelementer, 2008.....                                                             | 106 |
| Figur 84  | Total andel feil presentert per barriereelement for operatør 1 til 9.....                                                | 108 |
| Figur 85  | Andel feil for branndeteksjon.....                                                                                       | 109 |
| Figur 86  | Andel feil for gassdeteksjon.....                                                                                        | 110 |
| Figur 87  | Andel feil stigerørs ESDV.....                                                                                           | 110 |
| Figur 88  | Andel feil lukketest stigerørs ESDV.....                                                                                 | 111 |
| Figur 89  | Andel feil lekkasjetest ESDV.....                                                                                        | 111 |
| Figur 90  | Andel feil for ving og master ventil.....                                                                                | 112 |
| Figur 91  | Andel feil lukketest ving og master ventil.....                                                                          | 112 |
| Figur 92  | Andel feil lekkasjetest ving og master ventil.....                                                                       | 113 |
| Figur 93  | Andel feil for DHSV.....                                                                                                 | 113 |
| Figur 94  | Andel feil for trykkavlastningsventil, BDV.....                                                                          | 114 |
| Figur 95  | Andel feil for sikkerhetsventil, PSV.....                                                                                | 114 |
| Figur 96  | Andel feil for isolering med BOP.....                                                                                    | 115 |
| Figur 97  | Andel feil for delugeventil.....                                                                                         | 116 |
| Figur 98  | Andel feil for starttest av brannpumper.....                                                                             | 116 |
| Figur 99  | Antall øvelser og antall øvelser som har møtt mønstringskrav.....                                                        | 117 |
| Figur 100 | Mønstringskrav og gjennomsnittlig mønstringstid.....                                                                     | 117 |
| Figur 101 | Andel feil for marine systemer, produksjonsinnretninger.....                                                             | 119 |
| Figur 102 | Antall feil delt på antall funksjonstester av vanntette dører og ventiler i ballastsystemer.....                         | 120 |
| Figur 103 | Feilfrekvens ved testing av vanntette dører på flyttbare innretninger, (anonymisert) for 2008.....                       | 120 |
| Figur 104 | Feilfrekvenser for ballastventiler på flyttbare innretninger (anonymisert) i 2008.....                                   | 121 |
| Figur 105 | Prinsippskisse som viser "G" som vekttyngdepunkt, "O" som oppdriftsenter og "M" som metasenteret.....                    | 121 |
| Figur 106 | Metasenterhøyder (i meter) på flyttbare innretninger for 31.12.2008.....                                                 | 122 |
| Figur 107 | Total andel feil for perioden 2002-2008.....                                                                             | 122 |
| Figur 108 | Midlere andel feil for perioden 2002-2008.....                                                                           | 123 |
| Figur 109 | Andel resultater som gir positiv og negativ samvariasjon.....                                                            | 127 |
| Figur 110 | Andel øvelser som har møtt mønstringskrav.....                                                                           | 132 |
| Figur 111 | Andel mønstringsøvelser som ikke oppfyller kravene som er satt til øvelsen.....                                          | 133 |
| Figur 112 | Personskader per million arbeidstimer, produksjonsinnretninger.....                                                      | 135 |
| Figur 113 | Personskader relatert til arbeidstimer, flyttbare innretninger.....                                                      | 136 |
| Figur 114 | Alvorlige personskader per million arbeidstimer – norsk sokkel.....                                                      | 137 |
| Figur 115 | Alvorlig personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer.....                                          | 138 |
| Figur 116 | Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger per million arbeidstimer per funksjon.....                             | 139 |
| Figur 117 | Alvorlig personskader for operatøransatte på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer.....                      | 139 |
| Figur 118 | Alvorlig personskader per mill arbeidstimer, entreprenøransatte, produksjonsinnretninger.....                            | 140 |
| Figur 119 | Alvorlige personskader per million arbeidstimer, flyttbare innretninger.....                                             | 141 |
| Figur 120 | Alvorlige personskader på flyttbare innretninger relatert til arbeidstimer per funksjon.....                             | 141 |



|           |                                                                                                                                |     |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figur 121 | Alvorlige personskader innen bore- og brønnoperasjoner på flyttbare og produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer ..... | 142 |
| Figur 122 | Alvorlige personskader per million arbeidstimer produksjons- og flyttbare innretninger fordelt på funksjoner .....             | 142 |
| Figur 123 | Gjennomsnittlig støyeksponering per produksjonsinnretning – ”nye” produksjon .....                                             | 147 |
| Figur 124 | Gjennomsnittlig støyeksponering per produksjonsinnretning – ”eldre” produksjon .....                                           | 147 |
| Figur 125 | Gjennomsnittlig støyeksponering per boreinnretning – flyttbare .....                                                           | 148 |
| Figur 126 | Gjennomsnittlig støyeksponering for stillingskategorier og innretningstype .....                                               | 148 |
| Figur 127 | Planer for risikoreducerende tiltak .....                                                                                      | 149 |
| Figur 128 | Modell for risikovurdering, matrise med risikotall .....                                                                       | 150 |
| Figur 129 | Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil - produksjonsinnretninger .....                                                  | 151 |
| Figur 130 | Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil - flyttbare innretninger .....                                                   | 152 |
| Figur 131 | Antall med høyt farepotensial 2007-2008, flyttbare innretninger .....                                                          | 152 |
| Figur 132 | Antall med høyt farepotensial 2007-2008, produksjonsinnretninger .....                                                         | 153 |
| Figur 133 | Produksjonsinnretninger – forekomst av risikokombinasjoner .....                                                               | 154 |
| Figur 134 | Risikoestimering, produksjonsinnretninger .....                                                                                | 154 |
| Figur 135 | Flyttbare innretninger – forekomst av risikokombinasjoner .....                                                                | 154 |
| Figur 136 | Risikoestimering, flyttbare innretninger .....                                                                                 | 155 |
| Figur 137 | Utvikling i antall rapporterte hendelser for innretninger på sokkelen i perioden 1997-2008 .....                               | 157 |
| Figur 138 | Antall mann over bord hendelser, 1990-2008 .....                                                                               | 158 |
| Figur 139 | Antall hendelser med full strømsvikt, 2002-2008 .....                                                                          | 158 |
| Figur 140 | Antall dykkerhendelser og aktivitetsnivå, metningsdykk, 1996-2008 .....                                                        | 159 |
| Figur 141 | Antall H <sub>2</sub> S-utslipp, 2001-2008 .....                                                                               | 159 |
| Figur 142 | Antall hendelser klassifisert som fallende gjenstand i perioden 1997-2008 .....                                                | 160 |
| Figur 143 | Oversikt over antall rapporterte hendelser per operatørselskap, 2002-2008 .....                                                | 161 |
| Figur 144 | Antall personskader per år, 2002-2008 .....                                                                                    | 161 |
| Figur 145 | Bemanning i området hvor gjenstanden treffer, 2002-2008 .....                                                                  | 162 |
| Figur 146 | Arbeidsprosesser, 2002-2008 .....                                                                                              | 163 |
| Figur 147 | Prosentvis andel av hendelsene fordelt på arbeidsprosesser, 2002-2008 .....                                                    | 163 |
| Figur 148 | Fallende gjenstand fordelt på energiklasse, 2002-2008 .....                                                                    | 165 |
| Figur 149 | Prosentvis andel fordelt på energiklasser, 2002-2008 .....                                                                     | 166 |
| Figur 150 | Prosentvis andel av hendelsene relatert til arbeidsprosesser per energiklasse, 2002-2008 .....                                 | 166 |
| Figur 151 | Gjennomsnittlig antall barrierebrudd per hendelse, 2002-2008 .....                                                             | 167 |
| Figur 152 | Oversikt over barrierebrudd for DFU21 fallende gjenstand, 2002-2008 .....                                                      | 168 |
| Figur 153 | Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 2000-08, fordelt på innretningstype .....                              | 169 |
| Figur 154 | Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 2000-08, fordelt på operatører .....                                   | 169 |
| Figur 155 | Sokkelkartet .....                                                                                                             | 185 |
| Figur 156 | Ekofiskområdet .....                                                                                                           | 186 |
| Figur 157 | Sleipner- og Balderområdet .....                                                                                               | 187 |
| Figur 158 | Friggområdet .....                                                                                                             | 188 |
| Figur 159 | Oseberg- og Trollområdet .....                                                                                                 | 189 |
| Figur 160 | Gullfaks-, Statfjord-, og Snorreområdet .....                                                                                  | 189 |
| Figur 161 | Barentshavet .....                                                                                                             | 190 |
| Figur 162 | Norskehavet .....                                                                                                              | 190 |



## 0. Sammendrag og konklusjoner

I dette arbeidet søker vi å måle utvikling i risikonivå i forhold til sikkerhet og arbeidsmiljø ved å benytte en rekke indikatorer som har relevans i så måte. Basis for vurderingen er trianguleringsprinsippet, det vil si å benytte flere måleinstrumenter som måler samme fenomen, i dette tilfellet, utvikling i risikonivå.

Vårt hovedfokus er trender. Isolert sett må en forvente at noen indikatorer, spesielt innen et begrenset område, viser til dels store årlig variasjoner. Petroleumsnæringen bør derfor, spesielt sett i lys av regjeringens målsetningen om at norsk petroleumsnæringen skal bli verdensledende innen HMS, fokusere på en positiv utvikling av de langsiktige trendene.

Ideelt bør en komme fram til en sammenfattende konklusjon der informasjon fra alle måleinstrumentene som blir benyttet, danner grunnlaget. I praksis viser dette ofte seg å være komplisert, blant annet fordi indikatorene reflekterer HMS forhold på tildels svært forskjellig nivå. I dette arbeidet ser en spesielt på risikoindikatorer knyttet til:

- Storulykker, inkludert helikopter
- Barrierer, spesielt knyttet til storulykker og fallende gjenstander
- Alvorlige personskader
- Opplevd risiko
- HMS kultur
- Arbeidsrelaterte sykdommer og skader
  - o Kjemisk arbeidsmiljø
  - o Støyskader
- Kvalitativ informasjon rettet mot ovenstående punkter

I 2009 gjennomførte vi en intervjuundersøkelse der medlemmer av sikkerhetsforum, L-8 og fire andre informanter (totalt 21 personer) ble intervjuet om en rekke sentrale HMS tema. Tilsvarende intervjuer ble gjennomført i 2001, 02 og 03.

Samtlige informanter opplever at det har vært en positiv utvikling i petroleumsvirksomheten de siste fem årene, både offshore og på landanleggene. De fleste påpekte at det er mer fokus på HMS nå enn tidligere og at det er skapt en kultur for å jobbe sikkert. Det fokuseres på nedgangen i antall hendelser, spesielt innen gasslekkasjer. En opplever at det er økt fokus på storulykker og ledelsens betydning for å forebygge storulykker og læring av hendelser. Det er større fokus på kjemisk helsefare, gode resultater fra felles prosedyrer og ikke minst tillegges det gode partssamarbeidet en sentral rolle med tanke på forbedring av HMS. Spesielt tillegges Sikkerhetsforum og Samarbeid for Sikkerhet en viktig rolle.

Indikatorene relatert til storulykke har de senere år generelt sett vist en positiv utvikling. Næringen har fokusert mye på å redusere antall hydrokarbonlekkasjer. Det har blitt etablert klare reduksjonsmål to ganger, først maksimalt 20 lekkasjer større enn 0,1 kg/sek i 2005, deretter maksimalt 10 lekkasjer i 2008. Målet ble nådd i 2005, og i 2007 ble det registrert 10 lekkasjer av denne typen. I 2008 ble det en liten økning igjen (12), men nivået er fortsatt statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 2001-2007. Dette viser at en kan oppnå meget gode resultater gjennom målrettet arbeid.

Indikatoren relatert til brønnskrollhendelser har også hatt en gjennomgående positiv utvikling de senere år. Dersom vi ser på det potensielle bidraget fra denne type hendelser relatert til tap av liv så er det på det laveste nivået i perioden. Totalt opplever vi at antall tilløpshendelser med



storulykkespotensial viser en liten stigning i 2008 sammenlignet med 2007. Dersom vi kombinerer frekvens og potensial for tap av liv knyttet til de samme tilløpshendelsene observeres det også en økning i snittverdien for de siste tre år sammenlignet med foregående treårs periode, men samlet sett er en nå på et signifikant lavere nivå enn i gjennomsnittet i perioden 2001-2007.

Vi observerer at utviklingen i indikatorene relatert til storulykker er sammenfallende med inntrykket informantene gir vedrørende utvikling og fokus på storulykker og risikonivå.

I 2009 har det vært flere alvorlige helikopterulykker i petroleumsvirksomheten. Den 12. mars omkom 17 personer da et Sikorsky S-92 styrtet i havet utenfor New Foundland og 1. april omkom 16 personer da en Super Puma L2 maskin styrtet utenfor Skottland. Den 18. februar gjennomførte flyverne på en Super Puma EC-225 en kontrollert nødlanding i havet på ETAP feltet utenfor Skottland. Alle 18 personen om bord ble reddet. I Norge ble det gjennomført en kontrollert nødlanding med en Sikorsky S-92 en på Tor den 8. april.

Helikopterrelatert risiko utgjør en stor del av den totale risikoeksponering en arbeider på sokkelen utsettes for. Disse hendelsene viser med all tydelighet viktigheten av å ha meget høy fokus på helikoptersikkerhet.

Det er en generell utvikling i industrien å fokusere mer på proaktive (ledende) indikatorer, det vil si indikatorer som kan si noe om robustheten med tanke på å motstå hendelser i fremtiden. Våre barriereindikatorer er et eksempel på slike. Barriereindikatorene viser at det er store nivåforskjeller mellom innretningene. Noen innretninger har relativt sett dårlige resultater for enkelte barrieresystemer – et nivå som tilsier øket oppmerksomhet på barrierens tilstand. Samlet sett ligger gjennomsnittsnivået for alle innretninger rundt forventningsnivået, men det understrekes at indikatorenes verdi i hovedsak ligger på innretningsnivå.

Alvorlige personskader har på samme måte som storulykkesindikatorene vist en positiv utvikling de senere år. Skadefrekvensen er nå 0,86 alvorlige personskader per million arbeidstimer. Det er signifikant lavere enn gjennomsnittet for foregående tiårs periode. Skadefrekvensen på flyttbare innretninger er mer enn dobbelt så høy som på produksjonsinnretningene.

Indikator for støyeksposering viser ikke forbedring for 2008, men noen innretninger har oppnådd et tydelig bedre resultat i løpet av 2008. Det planmessige arbeidet for å redusere risiko for støyskader er markert svekket for produksjonsinnretninger, mens det er noe forbedret for flyttbare innretninger. Antall innrapporterte støyskader er foruroligende høyt, selv om det må tas høyde for at det høye tallet delvis skyldes endrede rapporteringskriterier.



## 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 arbeidet videreført i Petroleumstilsynet som en konsekvens av opprettelsen av Ptil.

Norsk petroleumsvirksomhet har gradvis gått fra en utbyggingsfase til en fase der drift av petroleumss innretninger dominerer. I dag preges petroleumsvirksomheten også av senfase / forlenget levetid problemstillinger, leting og utbygging i miljø-sensitive områder samt utbygging av mindre og økonomisk svakere felt. Det er derfor viktig å etablere en framgangsmåte for å måle effekten av det samlede sikkerhetsarbeidet i virksomheten. Aktørbildet er også i ferd med å endres ved at stadig nye aktører blir godkjent for aktiviteter på norsk sokkel.

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 denne rapporten gjør.

### 1.2 Formål

Formålet med arbeidet 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 gjennomføre prosjektet som en kontinuerlig aktivitet med en årlig rapportering. Hovedelementet i prosjektet er etablering av trender og analyse av utvikling i risikonivået. Prosjektet skal søke å gi et mest mulig helhetlig bilde, noe som innebærer en utvikling/ videreutvikling av metoder i dybde og omfang.

Arbeidet deles inn i årlige faser. Denne rapporten markerer avslutningen av fase 9 og inkluderer resultatene fra 2009. Fase 9 av arbeidet er gjennomført i perioden medio 2008 – april 2009.



Detaljert målsetting for fase 9 har vært å:

- Videreføre arbeidet gjennomført i fase 8.
- Videreføre og videreutvikle metoden for å vurdere risikonivået på landanleggene innen Ptils forvaltningsområde
- Videreutvikle modellen for barrierers ytelse i relasjon til storulykker.
- Videreføre indikatorer for arbeidsbetinget sykdom relatert til eksponering av støy og kjemikalier.

## 1.4 Utarbeidelse av rapporten

Rapporten er utarbeidet av Petroleumstilsynets prosjektgruppe med innleide konsulenter, i tidsperioden februar-april 2009.

Ptils arbeidsgruppe består av: Einar Ravnås, Øyvind Lauridsen, Sissel Østbø, Birgit Vignes, Arne Kvitrud, Irene B. Dahle, Hilde Nilsen, Jon Arne Ask, Inger Danielsen, Elisabeth Lootz, Sigvart Zachariassen og Torleif Husebø.

## 1.5 HMS faggruppe

For å dra nytte av kompetansen som finnes i næringen, er det 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 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
- 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.



## 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 Bruk av konsulenter

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

- Jan Erik Vinnem, Preventor
- Odd J. Tveit
- Terje Aven, Universitetet i Stavanger
- Jorunn Seljelid, Beate Riise Wagnild, Grethe Lillehammer, Jon Andreas Hestad, Peter Ellevseth og Eva Kvam, Safetec
- Kari Skarholt, Lisbeth Hansson, Irene Wærø, SINTEF Teknologi og Samfunn, Stian Antonsen, Jørn Fenstad, NTNU Samfunnsforskning – Studio Apertura

## 1.8 Samarbeid om helikoptersikkerhet

Medio 2002 ble et samarbeid mellom Luftfartstilsynet, helikopteroperatørene og Ptil etablert. Målet for samarbeidet var å inkludere pålitelige hendelsesdata og produksjonsdata for all persontransport med helikopter relatert til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, etablere hendelsesindikatorer og aktivitetsindikatorer, samt å vurdere utviklingen i perioden 1999-2002.

Følgende personer er involvert:

- Evelyn Westvig, Luftfartstilsynet
- Øyvind Solberg, CHC Helikopter Service
- Inge Løland og Per Skalleberg, Norsk Helikopter

## 1.9 Definisjoner og forkortelser

### 1.9.1 Sikkerhet, risiko og usikkerhet

Sikkerhetsbegrepet som er lagt til grunn i arbeidet 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. Indikatorne 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.<br>ISO 17776 har en definisjon av barrierer (oversatt fra engelsk):<br>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: <ul style="list-style-type: none"><li>• Storulykke er en ulykke (dvs. innebærer et tap) der minst fem personer kan eksponeres.</li></ul>                                                                                     |



- 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).

En del uttrykk og forkortelser som er spesielle for kapittel 5 er omtalt i delkapittel 5.2.

### 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 en innretning på sokkelen, har en to valg, ettersom de ansatte tilbringer like mange fritidstimer på innretningen, som arbeidstimer. Dersom en ansatt har arbeidstid på innretningen lik 1.612 timer per år, vil totaltiden være 3.224 timer per år.

Noen ulykkestyper, slik som arbeidsulykker, har bare relevans for arbeidstiden. Andre ulykkestyper, som kollisjon, konstruksjonsfeil og alle hendelser som kan medføre evakuering, har relevans både for arbeidstid og fritid.

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<sub>gj.sn.</sub>    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 (se kapittel 9).
- For storulykker kan beregning av risiko ikke baseres på observerte ulykker, da antallet observerte hendelser på norsk sokkel 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

|        |                                                                                                         |
|--------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AID    | Arbeids- og inkluderingsdepartementet                                                                   |
| BDV    | Trykkavlastningsventil                                                                                  |
| BOP    | Blowout Preventor (Utblåsningssikring)                                                                  |
| BHA    | Bottom hole assembly                                                                                    |
| CDRS   | Common Drilling Reporting System (Se DDRS)                                                              |
| CODAM  | Petroleumstilsynets database for skade på konstruksjoner og rørledningssystemer                         |
| Cpa    | Closest point of approach (nærmeste passeringsavstand)                                                  |
| DDRS   | Daily Drilling Reporting System (Petroleumstilsynets database for bore og brønn-aktiviteter)            |
| DFU    | Definerte fare- og ulykkessituasjoner                                                                   |
| DNV    | Det Norske Veritas                                                                                      |
| DSO    | Norsk Sjøoffisersforbund                                                                                |
| DSYS   | Petroleumstilsynets database for personskader og eksponeringstimer i dykker aktivitet                   |
| DUBE   | Driftsutvalg for boreentreprenører                                                                      |
| FAR    | Fatal Accident Rate (se 1.9.3)                                                                          |
| FPSO   | Floating Production Storage and Offloading Unit (Produksjonsskip)                                       |
| FPU    | Floating Production Unit (Flytende produksjonsinnretninger)                                             |
| FSU    | Floating Storage Unit (Lagringsskip)                                                                    |
| GaLeRe | Gasslekkasjeprojekt (OLF)                                                                               |
| HC     | Hydrokarboner                                                                                           |
| HMS    | Helse, miljø og sikkerhet                                                                               |
| HTHT   | Høy trykk, høy temperatur [brønner]                                                                     |
| LEL    | Lower Explosion Limit (nedre eksplosjonsgrense)                                                         |
| LO     | Landsorganisasjonen                                                                                     |
| MOB    | Mann over bord                                                                                          |
| MTO    | Menneske, Teknologi og Organisasjon                                                                     |
| NI     | Norsk Industri                                                                                          |
| Nm     | Nautisk mil                                                                                             |
| NTNU   | Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet                                                          |
| NUI    | Normalt ubemannede innretninger                                                                         |
| OD     | Oljedirektoratet                                                                                        |
| OLF    | Oljeindustriens Landsforening                                                                           |
| OGP    | Oil & Gas Producers (tidligere E & P Forum)                                                             |
| PIP    | Petroleumstilsynets database for personskader og arbeidstimer på produksjons- og flyttbare innretninger |



---

|      |                                                      |
|------|------------------------------------------------------|
| PLL  | Potential Loss of Life (se delkapittel 1.9.3)        |
| POB  | Personell om bord                                    |
| PSV  | Sikkerhetsventil                                     |
| Ptil | Petroleumstilsynet                                   |
| QRA  | Quantitative risk assessment (tilsvarer normalt TRA) |
| RNNP | RisikoNivå Norsk Petroleumsvirksomhet                |
| SAFE | Sammenslutningen av Fagorganiserte i Energisektoren  |
| Sdir | Sjøfartsdirektoratet                                 |
| SfS  | Samarbeid for sikkerhet                              |
| SU   | Storulykke                                           |
| SUT  | Samsvarsuttalelse                                    |
| TLP  | Tension Leg Platform (strekstagsinnretning)          |
| TRA  | Total Risiko Analyse                                 |
| TTS  | Trafikksentral                                       |

## 2. Analytisk tilnærming, omfang og begrensninger

Analytisk tilnærming, omfang og begrensninger er beskrevet i pilotprosjektrapporten (Oljedirektoratet, 2001b). Den samme tilnærmingen er benyttet i de påfølgende årene. Det er ikke gjentatt beskrivelser fra foregående rapporter, der det ikke er gjort vesentlige endringer.

### 2.1 Risikoindikatorer

Følgende risikoindikatorer er etablert for å kunne vurdere trender basert på historiske hendelsesdata og for å gi underlag for å uttrykke framtidig risiko:

- Indikator for storulykkesrisiko – hendelsesindikatorer
- Indikator for barrierer knyttet til storulykkesrisiko
- Indikator for arbeidsulykker og dykkerulykker
- Indikator for arbeidsmiljø faktorer
- Indikatorer for andre DFUer

#### 2.1.1 Hendelsesindikatorer - storulykkesrisiko

Statistisk risiko knyttet til storulykker er basert på følgende hendelsesindikatorer:

- Indikatorer for hver av DFUene 1-12.
- Overordnet indikator som veier DFUene (i henhold til DFUenes potensial til å føre til dødsfall).

DFUene er slik identifisert og valgt at de til sammen skal dekke alle vesentlige hendelsesforløp som leder til tap av liv. DFUene i Tabell 1 er de som kan utvikle seg til storulykker.

Man vil registrere et stort antall hendelser som er relevante i forhold til storulykker fordi man har et godt sett av etablerte tekniske barrierer som forhindrer at slike hendelser utvikler seg til storulykker.

**Tabell 1 DFUer - storulykker**

| DFU | Beskrivelse                                                                                                  |
|-----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1   | Ikke-antent hydrokarbon lekkasje                                                                             |
| 2   | Antent hydrokarbon lekkasje                                                                                  |
| 3   | Brønnehendelser/tap av brønnkontroll                                                                         |
| 4   | Brann/eksplosjon i andre områder, ikke hydrokarbon                                                           |
| 5   | Skip på kollisjonskurs [mot innretning]                                                                      |
| 6   | Drivende gjenstand [på kurs mot innretning]                                                                  |
| 7   | Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker [mot innretning]                                  |
| 8   | Skade på innretningskonstruksjon/stabilitets-/forankrings-/posisjoneringsfeil                                |
| 9   | Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg-/rørledning/stigerør/-brønnstrømsrørledning/lastebøye-/lasteslange |
| 10  | Skade på undervanns produksjonsutstyr/-rørledningssystemer/-dykkerutstyr forårsaket av fiskeredskaper*       |
| 11  | Evakuering (føre-var/ nød evakuering)*                                                                       |
| 12  | Helikopterhendelse                                                                                           |

\* Disse hendelser er prinsipielt storulykkesrelatert, men brukes ikke slik i arbeidet nå (se kapittel 10).

Det ble i 2002 (kapittel 4 i rapporten for 2002) utviklet helt nye indikatorer for helikoptertransport, både hendelses- og aktivitetsindikatorer. Dette arbeidet er fra 2002 presentert separat, se kapittel 5. Storulykkesindikatoren er begrenset til mulige storulykker på/ved innretning, det vil si DFU1-10 i Tabell 1. Dette arbeidet presenteres i kapittel 6.



### 2.1.2 Barriereindikatorer - storulykkesrisiko

Det ble i 2002 gjennomført et pilotprosjekt for å teste ut opplegg for innsamling og analyse av erfaringsdata for barriereelementer mot storulykker. Dette arbeidet er videreført i etterfølgende år, også for 2008, se kapittel 7. Fra og med 2007 er det også inkludert noen utvalgte barriereelementer for maritime systemer, se delkapittel 7.2.2.

Fra og med 2008 er det også inkludert data om brønnbarrierer, i form av en enkel oversikt over status på brønnbarrierer i hver enkelt brønn, se delkapittel 6.3.1.4. Indikatoren er utviklet i samarbeid med "Well Integrity Forum" i OLF. Siden 2008 er det første året det samles inn data, er det noe begrenset hva en kan presentere av analyser av data.

### 2.1.3 Arbeidsulykker/dykkerulykker

Statistisk risiko knyttet til arbeidsulykker/ dykkerulykker er basert på:

- Indikatorer (antall hendelser) for hver av DFUene 14 og 18, se Tabell 2.

Arbeidsulykker kan observeres direkte ved inntrufne hendelser, og det er etablert indikatorer som bygger på henholdsvis alle personskader og de mest alvorlige personskader. Det er derfor ikke nødvendig med indikatorer basert på tilløpsregistrering. Dødsfall pga. arbeidsulykker er sjeldne hendelser, og benyttes ikke som egen indikator. Dersom en betrakter slike hendelser over mange år, kan en få realistiske prediksjoner av risiko for dødsulykker som følge av arbeidsulykker.

**Tabell 2** DFUer arbeidsulykker og dykkerulykker

| DFU | Beskrivelse                        |
|-----|------------------------------------|
| 14  | Alvorlig personskade + dødsulykker |
| 18  | Dykkerulykke                       |

### 2.1.4 Arbeidsbetinget sykdom

Det ble konkludert i Pilotprosjektet at **antallet rapporterte tilfeller** av arbeidsbetinget sykdom ikke anses som en egnet indikator. Det ble pekt på betydelig grad av subjektiv kategorisering, samt faren for nedbryting av den etablerte rapporteringspraksisen, stort spenn i alvorlighetsgrad og skepsis mot rapportering av visse sykdommer.

For å kunne etablere indikatorer som kan fortelle noe om (risikoen for) utvikling av arbeidsbetinget sykdom, er det utviklet indikatorer som forteller noe om hvilken eksponering som arbeidstakerne utsettes for i arbeidsmiljøet. Det er her fokusert på styring av kjemisk arbeidsmiljø og støyeksponering (se kapittel 10). Resultater fra relevante grupper av arbeidsbetingede sykdommer benyttes i resultatdiskusjonen. Dette er særlig verdifullt for støy fordi rapporteringen av arbeidsbetinget hørselsskade er basert på relativt entydige kriterier.

**Tabell 3** DFU arbeidsbetinget sykdom

| DFU | Beskrivelse            |
|-----|------------------------|
| 15  | Arbeidsbetinget sykdom |

### 2.1.5 Andre forhold

Statistisk oversikt over en rekke enkeltstående risikoindikatorer er inkludert. 2001 var det første året at mann over bord, full strømsvikt, kontrollrom ute av drift, hydrogensulfid utslipp, tap av kontroll med



radioaktiv kilde ble rapportert inn. Dataene er mer pålitelige fra 2002. Det er ikke utarbeidet noen sammenfattende indikator for disse forholdene.

**Tabell 4 Andre DFUer**

| DFU | Beskrivelse              |
|-----|--------------------------|
| 13  | Mann over bord           |
| 16  | Full strømsvikt          |
| 19  | H <sub>2</sub> S utslipp |
| 21  | Fallende gjenstand       |

## 2.2 Analytisk tilnærming

Risikoutviklingen på norsk sokkel er analysert med utgangspunkt i en teknisk og en samfunnsvitenskapelig tilnærming.

### 2.2.1 Risikoanalytisk tilnærming

Risikoanalysen av data baseres på definerte fare- og ulykkessituasjoner (DFUer), hvor:

- Antall hendelser innen den enkelte DFUen er valgt som indikator for frekvens (se kapittel 6).
- Ytelsen av sikkerhets- og beredskapsbarrierer er valgt som indikatorer for barrierenes godhet (se kapittel 7).

Selskapenes rapporterte data kvalitetssikres i henhold til fastsatte kriterier og vektet etter den enkelte DFUens potensial for å resultere i dødsfall.

Trendene som er utarbeidet er analysert både som absolutte tall og normaliserte verdier, der en tar hensyn til endring av eksponerte systemer og innretninger. Arbeidstimer, antall dykkertimer (i metning og relatert til overflatedykk), produsert volum hydrokarboner, antall km rørledning, antall stigerør og antall innretninger av hver type er noen potensielle parametere for normalisering. I de fleste sammenhenger er det valgt å gjennomføre en normalisering i forhold til arbeidstimer.

Delkapittel 2.3.4 i Pilotprosjektrapporten beskriver behov for og bruk av normalisering, mens delkapittel 2.3.5 beskriver bruken av prediksjonsintervall.

### 2.2.2 Samfunnsvitenskapelig tilnærming

Spørreskjemaundersøkelse gjennomføres annethvert år, og var sist rapportert for 2007. Den samfunnsvitenskapelige analysen er i inneværende rapport for 2008 i hovedsak basert på:

- Intervjuer med medlemmer av sikkerhetsforum samt enkelte andre utvalgte personer

Den samfunnsvitenskapelige analysen er videre beskrevet i kapittel 4.

## 2.3 Omfang

De kvantitative analyser av storulykkesindikatorer omfatter rapporterte hendelser i henhold til fastsatte kriterier i tidsperioden 1996 til 2008, med unntak av indikatorer knyttet til helikoptertransport, der perioden er 1999 til 2008. For alvorlige arbeidsulykker omfatter analysen hendelser i perioden 1997-2008. Den samfunnsvitenskapelige analysen omfatter intervjuer mv. gjennomført i tidsperioden fra januar til februar 2009.

Arbeidet innbefatter alle produksjons- og flyttbare innretninger på norsk sokkel, rørledninger på norsk sokkel, og fartøyer (inkludert helikopter) som inngår i person-, vare- og produkttransport. Helikopter-

transport er inkludert for hele flygningen mellom land og innretningene (og mellom innretninger). Øvrige fartøyer inngår kun når de er innenfor sikkerhetssonen rundt innretningene.

Følgende aktiviteter på norsk sokkel inngår i arbeidet:

- Produksjon av olje og gass til havs (landanlegg, se nedenfor)
- Rørledningstransport mellom felt samt til strandsonen ved ilandføring
- Persontransport mellom land og innretninger og mellom innretningene
- All borevirksomhet og annen brønnaktivitet på norsk sokkel, men med unntak av grunne (geotekniske) borer og lette brønnintervensjonsinnretninger
- Konstruksjonsskader under forflytning av flyttbare innretninger på norsk sokkel.

Petroleumsanlegg på land inngår i arbeidet fra 1.1.2006. Det er utarbeidet egne rapporter for landanleggene for perioden 2006–2008 (Ptil, 2007, 2008, 2009).

Statoil og Hydro fusjonerte høsten 2007. Fra og med inneværende rapport for 2008 er alle data for de to tidligere selskapene slått sammen og presentert som StatoilHydro. Dette innebærer at data før fusjonen også er slått sammen, slik at selskapet er framstilt som StatoilHydro også for perioden før 2008, for å gi mulighet for å identifisere eventuelle langsiktige trender.

## 2.4 Begrensninger

Fartøyer (eksklusive helikopter, se delkapittel 2.3) som inngår i vare- og produkttransport (herunder skytteltankere) og andre fartøyer som er tilknyttet virksomheten (beredskapsfartøyer, rørledningsfartøyer, mv.) er kun inkludert når de er innenfor sikkerhetssonen rundt innretningene, eventuelt også dersom de utgjør en kollisjonsrisiko som kan true innretningene. For øvrig er ikke fartøyer som inngår i transport til/fra innretningene inkludert.

For opptreden av mann over bord (DFU13) er det forsøkt også å inkludere data for fartøyer som er relatert til petroleumsvirksomheten, bl.a. basert på data fra Sjøfartsdirektoratet.

Arbeidet har siden starten vært begrenset til risiko knyttet til personellens arbeidsmiljø, helse og sikkerhet, slik at risiko for miljøskade og materielle tap ikke er inkludert. Mulig utvidelse av arbeidet til å omfatte visse aspekter av risiko forbundet med utslipp til ytre miljø er under vurdering.

## 3. Data- og informasjonsinnhenting

### 3.1 Data om aktivitetsnivå

Ptil holder kontinuerlig oversikt over petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. For normalisering av trender er det i prosjektet benyttet data om innretninger, brønner, produksjonsvolumer, arbeidstimer, dykketimer, helikopter flytimer og helikopter personflytimer. Informasjonen er i hovedsak hentet fra databaser og oversikter i Ptil som igjen er basert på regelmessig innrapportering fra relevante aktører.

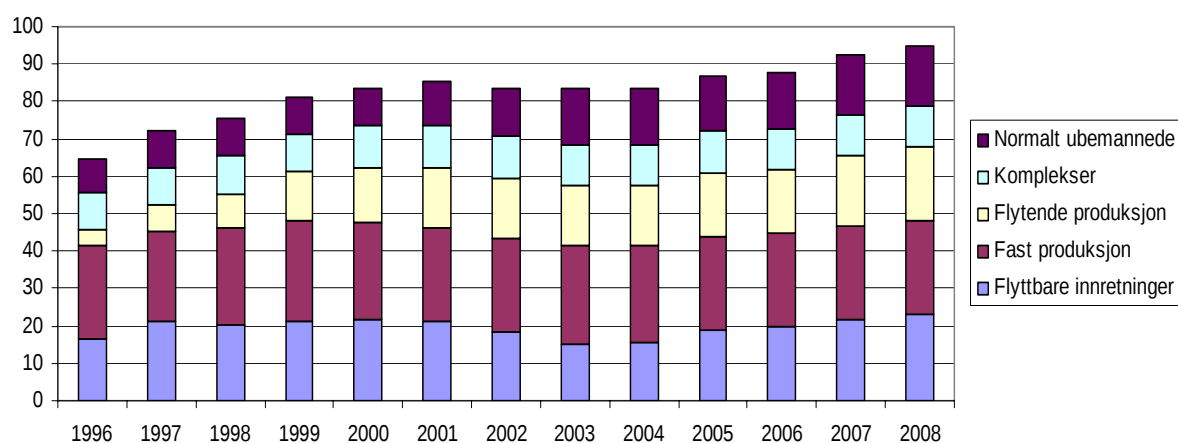
Figurene nedenfor er oppdatert for 2008.

#### 3.1.1 Innretningsår

Innretningene er kategorisert i fem hovedkategorier:

- |                                          |                                                                                       |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| • Faste produksjonsinnretninger:         | Bunnfaste produksjonsinnretninger                                                     |
| • Flytende produksjonsinnretninger:      | Halvt nedsenkbar innretning, FPSO, TLP (delt i 2, se delkapittel 3.3)                 |
| • Produksjonskomplekser:                 | To eller flere innretninger med broforbindelse                                        |
| • Normalt ubemannede innretninger (NUI): | Brønnhode innretninger                                                                |
| • Flyttbare innretninger:                | Halvt nedsenkbar innretning, jackup, boreskip og floteller (for bore- og boligformål) |

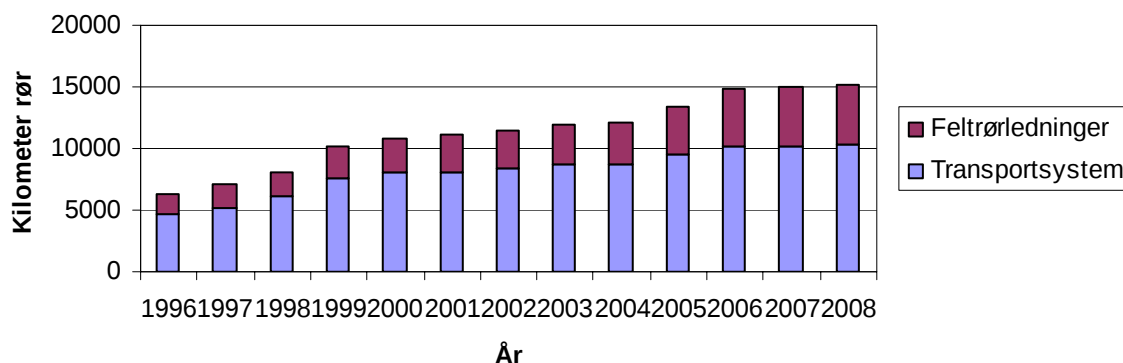
Delkapittel 3.3 gir en detaljert oversikt over produksjonsinnretninger. Figuren under gir et sammen- drag over utvikling i antall innretningsår per år per hovedkategori. Merk at komplekser er regnet som en innretning i denne oversikten. Antall innretningsår har vært svakt stigende de fire siste årene 2004-2008.



**Figur 1**                      **Utvikling i antall innretninger, 1996-2008**

#### 3.1.2 Rørledninger

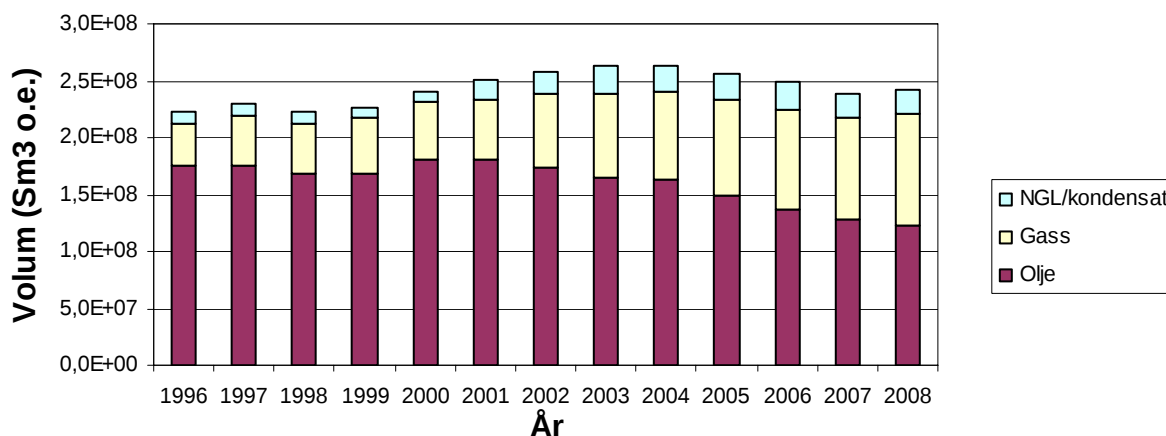
Antall kilometer rørledninger er framstilt akkumulert. Figuren viser en svak økning det siste året, i tråd med jevn økning også tidligere.



**Figur 2** Utvikling i akkumulert antall km rørledninger, 1996-2008

### 3.1.3 Produksjonsvolumer

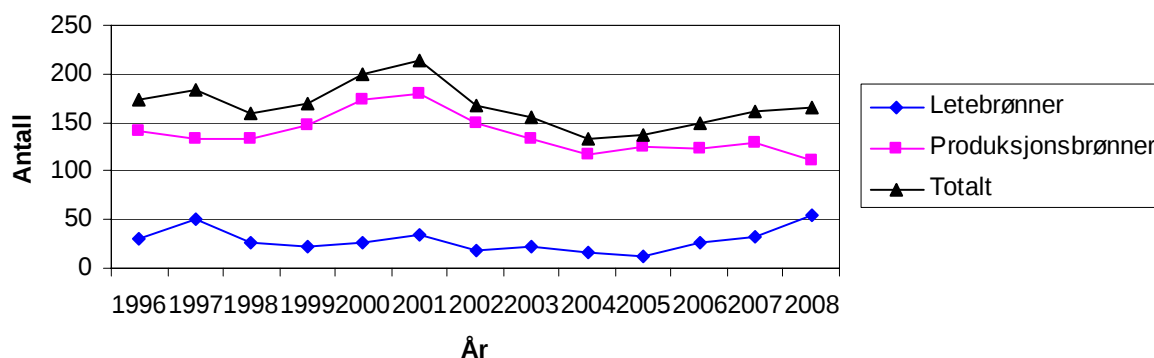
Figuren under viser en økning i årene etter 1996 med en nedgang etter 2004. I 2008 er det en liten økning totalt fra foregående år, forårsaket av økning av gassproduksjonen. Det er fortsatt oljeproduksjonen som synker. For normalisering er det ikke skilt mellom olje/gass/kondensat.



**Figur 3** Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2008

### 3.1.4 Brønner

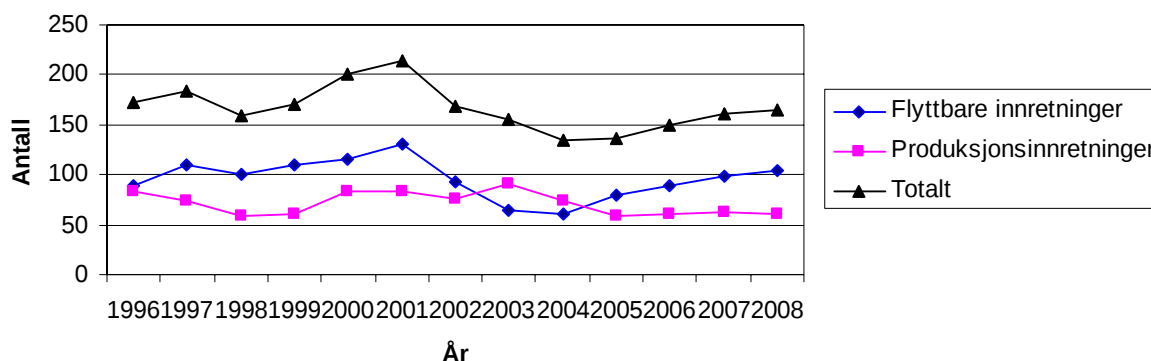
Brønnene er kategorisert i letebrønner og utvinnings- (produksjons-) brønner, samt om de er boret fra en fast eller flyttbar innretning. Den enkelte brønnen er plassert i det år den ble påbegynt.



**Figur 4** Utvikling i antall brønner boret per år lete-/utvinning 1996-2008



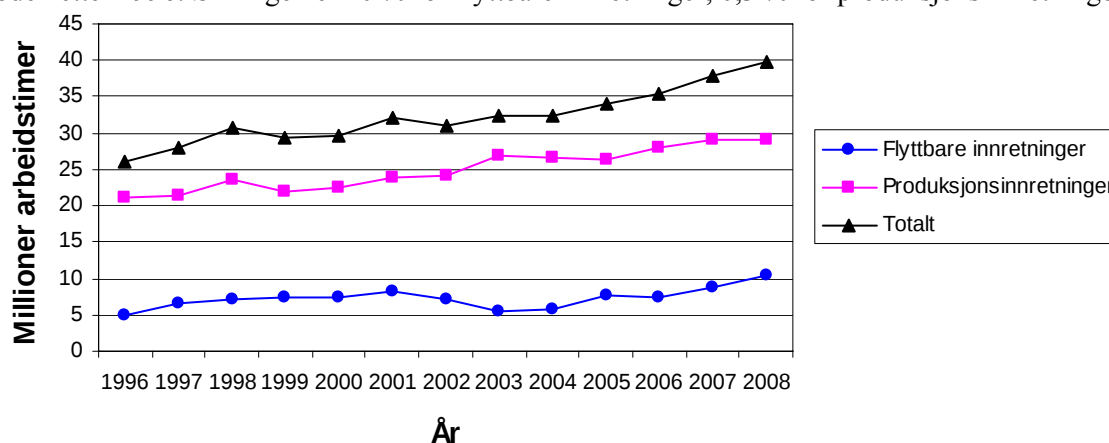
Av Figur 4 ser vi at i perioden fra 2001 til 2004 var det en synkende trend i antall boret brønner, mens det fra 2006 har vært en økning i antall boret brønner. Denne økningen skyldes økt letevirksomhet på norsk kontinentalsokkel, se også Figur 5 som viser en økning i brønner boret fra flyttbare innretninger. Antall produksjonsbrønner boret har vært stabilt siden 2004, men viser nedgang i 2008. Antallet letebrønner boret i 2008 er det høyeste antall (54) i hele perioden som dekkes. Antall brønner boret fra produksjonsinnretninger har vært på et stabilt de siste år.



**Figur 5** Utvikling i antall brønner boret per år produksjons-/flyttbar innretninger 1996-2008

### 3.1.5 Arbeidstimer

Selskapene rapporterer arbeidstimer fordelt på funksjonene administrasjon/produksjon, boring og brønnaktiviteter, forpleining, konstruksjon og drift/vedlikehold. Figur 6 viser kun totalverdiene. I tillegg er timene fordelt på fast og flyttbar innretning. Figuren viser at det for produksjonsinnretninger så vel som flyttbare innretninger er antall arbeidstimer i 2008 de høyeste verdier som er registrert i perioden etter 1996. Økningen er 20 % for flyttbare innretninger, 0,3 % for produksjonsinnretninger.

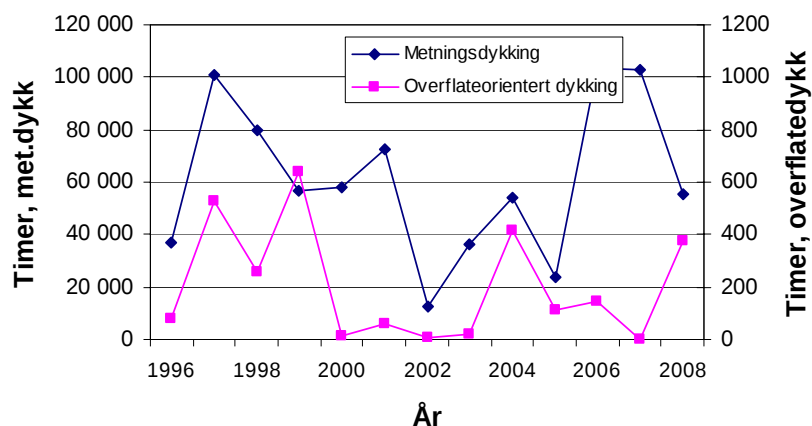


**Figur 6** Utvikling i arbeidstimer per år produksjons- og flyttbare innretninger 1996-2008

### 3.1.6 Dykketimer

Data om dykkeaktivitet er kategorisert i metningsdykking og overflateorientert dykking, se Figur 7.

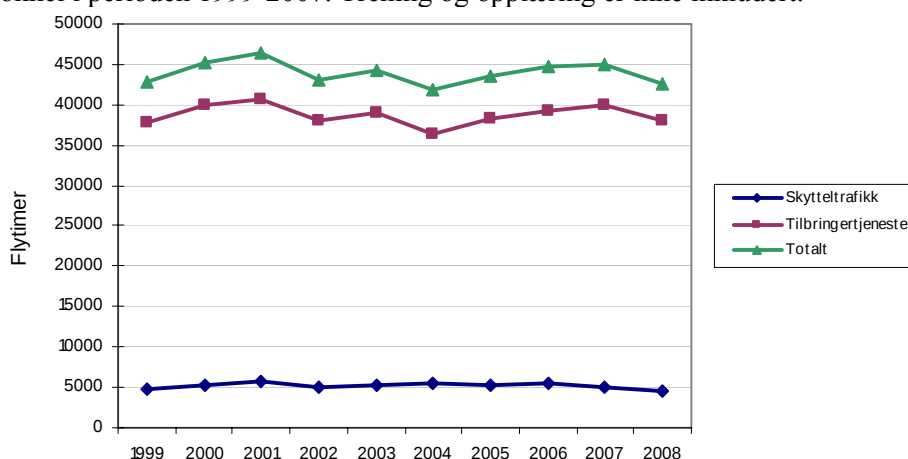
Dykkeaktiviteten i petroleumsvirksomheten hadde en kraftig økning i 2006, og var høy også i 2007. I 2008 går tid til metningsdykk ned til det halve, mens det er en viss økning i overflatedykking.



**Figur 7** Utvikling i dykketimer per år 1996-2008

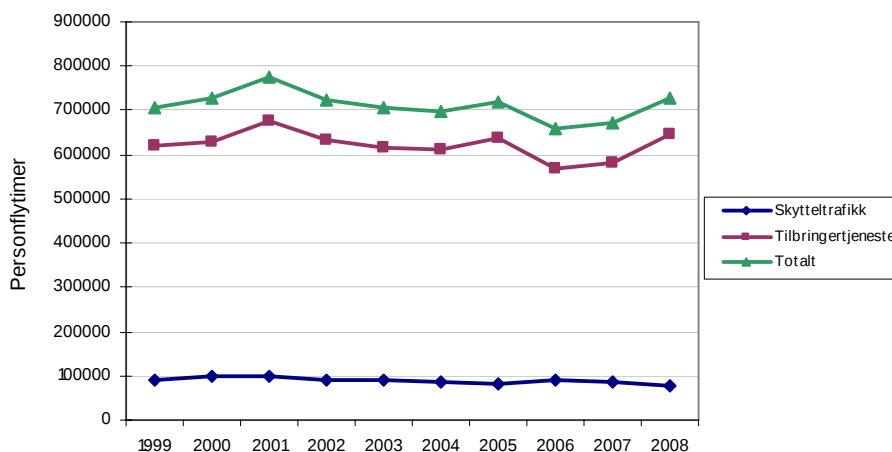
### 3.1.7 Helikoptertransport

Følgende figur viser antall flytimer fordelt på type flygning samt det totale antall flytimer på norsk kontinentalsokkel i perioden 1999-2007. Trening og opplæring er ikke inkludert.



**Figur 8** Helikopter flytimer per år 1999-2008

Følgende figur viser antall personflytimer fordelt på type flygning samt det totale antall personflytimer på norsk kontinentalsokkel i perioden 1999-2007.



**Figur 9** Helikopter personflytimer per år 1999-2008

Det har vært en svak økning innen og tilbringertjeneste mens skytteltrafikken har gått noe ned. Trening og opplæring er ikke inkludert.

### 3.1.8 Oppsummering av utviklingen

Etter flere år med aktivitetsøkning for de fleste områdene som er beskrevet ovenfor, så har årene fra 2002 vist en nedgang innen flere områder fram til 2005. Etter 2005 har utviklingen vist en økende trend som har fortsatt i 2008.

Det er i hovedsak valgt å normalisere i forhold til arbeidstimer, ut fra det forhold at dette er den mest vanlige måten å angi risiko på, ved FAR-verdier. Andre parametere er også valgt for normalisering der det er relevante parametere tilgjengelig.

## 3.2 Hendelses- og barrieredata

### 3.2.1 Videreføring av datakilder

Kildene i årets rapport er de samme som er benyttet tidligere år. En oversikt over disse er vist i tabellen under. For hydrokarbonlekkasjer vises til fase 6 rapporten kapittel 3.2.2.

**Tabell 5** Oversikt som viser hvor data for hendelser i hovedsak er hentet fra

| DFU | Beskrivelse                                                                                                | Database        |
|-----|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|
| 1   | Ikke-antent hydrokarbon lekkasje                                                                           | Næringen        |
| 2   | Antent hydrokarbon lekkasje                                                                                | Næringen        |
| 3   | Brønnhendelser/tap av brønnkontroll                                                                        | Ptil            |
| 4   | Brann/eksplosjon i andre områder, ikke hydrokarbon                                                         | Næringen        |
| 5   | Skip på kollisjonskurs                                                                                     | Næringen        |
| 6   | Drivende gjenstand                                                                                         | Næringen        |
| 7   | Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker                                                 | Ptil            |
| 8   | Skade på innretningskonstruksjon/stabilitets-/forankrings/posisjoneringsfeil                               | Ptil + næringen |
| 9   | Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledning/lastebøye-/lasteslange | Ptil            |
| 10  | Skade på undervanns produksjonsutstyr/rørledningssystemer/dykkerutstyr forårsaket av fiskeredskaper        | Ptil            |
| 11  | Evakuering (føre-var/nødevakuering)                                                                        | Næringen        |
| 12  | Helikopterhendelser                                                                                        | Næringen        |
| 13  | Mann over bord                                                                                             | Næringen        |
| 14  | Arbeidsulykker                                                                                             | Ptil            |
| 15  | Arbeidsbetinget sykdom                                                                                     | Næringen        |
| 16  | Full strømsvikt                                                                                            | Næringen        |
| 18  | Dykkerulykke                                                                                               | Ptil            |
| 19  | H2S utslipp                                                                                                | Næringen        |
| 21  | Fallende gjenstander                                                                                       | Ptil/Næringen   |



Kriterier for hva som skulle innrapporteres av hendelser er omtalt i rapport for 2000 for alle DFUene med unntak av DFU 12 som beskrives i kapittel 4 i fase 3 rapporten.

### 3.2.2 Satsingsområder for innsamling og bearbeiding av data

#### 3.2.2.1 Helikoptertransport

I 2002 ble igangsatt et arbeid for å få fram et bredere datagrunnlag for hendelses- og produksjonsdata for all persontransport med helikopter relatert til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Dette er videreført og videreutviklet i 2008 i samarbeid med Luftfartstilsynet og helikopteroperatørene. Jf. kapittel 6.

#### 3.2.2.2 Fallende gjenstander

I 2002 ble det lagt inn en betydelig innsats for å forbedre datagrunnlaget for fallende gjenstander. Dette arbeidet er videreført i 2008, men det kan medgå flere år med videreutvikling av datagrunnlaget før pålitelige trender kan framlegges.

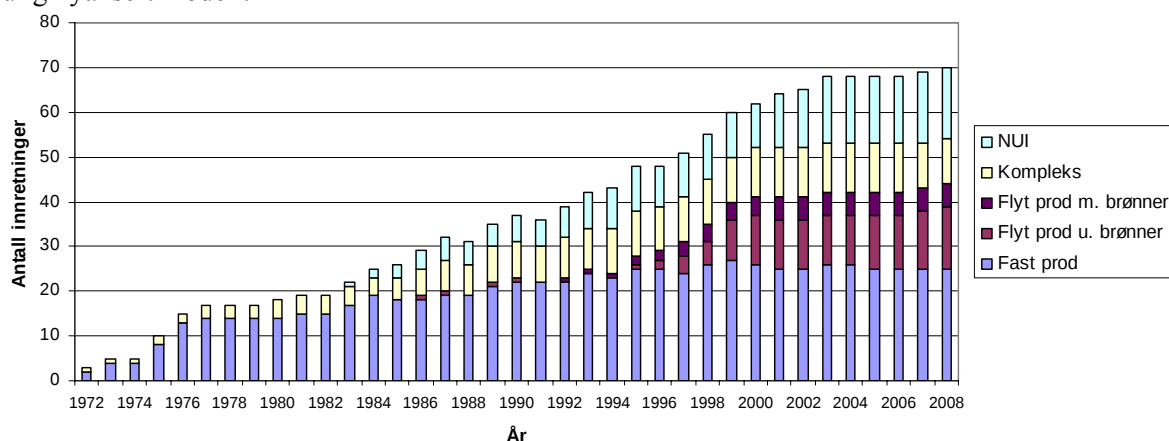
#### 3.2.2.3 Barrieredata

Innsamling og bearbeiding av barrieredata er et av satsingsområdene også i 2008. Dette arbeidet er omtalt i kapittel 7.

### 3.3 Innretninger

Tabell 6 under viser innretningsår for alle produksjonsinnretninger på norsk sokkel og i hvilken kategori de er plassert, se delkapittel 3.1. De som er angitt med rødt, (og minustegn) er fjernet, eller overført til en annen kategori.

Fra 2002 er kategorien flytende produksjon inndelt i 2 underkategorier, de som har brønner under innretningen og de som har undervanns produksjonsanlegg på en viss avstand, se Tabell 6. Flytende produksjonsinnretning med brønner under innretningen representerer risiko for personell om bord ved tap av brønnskontroll. Det har derfor vært ansett som vesentlig å skille disse ut, for å oppnå en mest mulig nyansert modell.



**Figur 8** Akkumulert antall produksjonsinnretninger per kategori per år 1972-2008



**Tabell 6 Installasjonsår for produksjonsinnretninger på norsk sokkel**

(Minus foran navnet viser til at den er utgått enten fra den aktuelle klassifiseringen eller fjernet.)

| Installasjons år | Fast innretning                           | Flytende innretning                           | Kompleks                         | Normalt ubemannet innretning                     |
|------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------------------|
| 1972             | 2/4-A, 2/4-B                              |                                               | 2/4-C, 2/4-FTP, 2/4-W            |                                                  |
| 1973             | 2/4-D, 36-22A                             |                                               | 2/4-T, 2/4-Q                     |                                                  |
| 1974             |                                           |                                               | 2/4-P                            |                                                  |
| 1975             | 2/4-E, 7/11-A, H-7,B-11                   |                                               | 2/7-A, 2/4-R                     |                                                  |
| 1976             | 1/6-A, 2/7-C, (Edda)<br>2/4-F, 2/7-B, DP2 |                                               | 2/7-FTP                          |                                                  |
| 1977             | Statfjord A                               |                                               | TCP2, 2/4-H                      |                                                  |
| 1978             |                                           |                                               |                                  |                                                  |
| 1979             |                                           |                                               |                                  |                                                  |
| 1980             |                                           |                                               | Valhall QP                       |                                                  |
| 1981             | Statfjord B                               |                                               | Valhall DP og<br>PCP, 2/4-G      |                                                  |
| 1982             |                                           |                                               |                                  |                                                  |
| 1983             | Odin, Draupner S                          |                                               |                                  | NØ-Frigg                                         |
| 1984             | HMP1, Statfjord C                         |                                               | 2/4-S                            | Statfjord C SPM                                  |
| 1985             | <del>-36-22A</del>                        |                                               | Ula DP, PP og<br>QP              | 36-22A                                           |
| 1986             | Gullfaks A, <del>-2/4-B</del>             | Petrojarl 1                                   | 2/4-B, 2/-K                      | Gullfaks A SPM1                                  |
| 1987             | Gullfaks B                                |                                               | Oseberg A og B                   | Gullfaks A SPM2                                  |
| 1988             |                                           | <del>-Petrojarl 1</del>                       |                                  |                                                  |
| 1989             | Gyda, Gullfaks C                          | Petrojarl 1                                   | 2/4-TPBW,<br>Veslefrikk A&B      |                                                  |
| 1990             | Oseberg C                                 |                                               |                                  | Hod                                              |
| 1991             |                                           | <del>-Petrojarl 1</del>                       |                                  |                                                  |
| 1992             |                                           | Snorre                                        | Sleipner R                       | 2/7-D (Embla)                                    |
| 1993             | Brage, Draugen                            |                                               | Sleipner A                       | Draugen FLP                                      |
| 1994             | <del>-Draupner S</del>                    |                                               | Draupner E og S                  | Frøy                                             |
| 1995             | Mærsk Giant, Troll A                      | Troll B, Heidrun                              |                                  | Sleipner B                                       |
| 1996             |                                           | Polysaga                                      | 2/4-X, Valhall<br>WH, Sleipner T | <del>-NØ-Frigg</del>                             |
| 1997             | <del>-Odin</del>                          | Norne, Njord A og B                           | 2/4-J                            | Varg A                                           |
| 1998             | Oseberg Øst, Jotun B                      | Petrojarl Varg, Visund                        |                                  |                                                  |
| 1999             | Oseberg Sør                               | Troll C, Jotun A, Balder,<br>Åsgard A         | Oseberg D, 2/7-<br>E             |                                                  |
| 2000             | <del>-HMP1</del>                          | Åsgard B og C                                 | HMP1, HRP                        |                                                  |
| 2001             | <del>-Mærsk Giant,</del>                  | Snorre B, Petrojarl 1<br><del>-Polysaga</del> | <del>-2/4-S</del>                | Tambar WH, Huldra                                |
| 2002             | <del>-Jotun B, Ringhorne</del>            |                                               |                                  | Jotun B, Valhall flanke sør,<br><del>-Frøy</del> |
| 2003             | Grane                                     |                                               |                                  | Kvitebjørn, Valhall flanke nord                  |
| 2004             |                                           |                                               | Valhall IP                       |                                                  |
| 2005             | <del>-DP2</del>                           | Kristin                                       | Ekofisk 2/4-M                    |                                                  |
| 2006             |                                           |                                               |                                  |                                                  |
| 2007             | Mærsk Inspirer (Volve),<br><del>-H7</del> | Navion Saga                                   | <del>-Frigg TCP2</del>           | H7                                               |
| 2008             |                                           | Alvheim                                       |                                  |                                                  |



## 4. Kvalitative indikatorer og vurderinger

### 4.1 Innledning

Som en del av aktiviteten "Risikonivå i petroleumsvirksomheten" (RNNP) ønsket Petroleumstilsynet (Ptil) at det skulle gjennomføres intervjuer av medlemmer av Sikkerhetsforum og L-8, samt andre ressurspersoner i petroleumsvirksomheten. Sikkerhetsforum er den sentrale samhandlingsarenaen mellom partene i petroleumsvirksomheten og myndighetene. Sikkerhetsforum har sin strategiske agenda hvor storulykkesperspektivet og arbeidsmiljøforhold har prioritet. L-8 er en samarbeidsarena for de åtte landleggene som Ptil har myndighetsansvar for. I L-8 gruppen sitter HMS-ledelse fra landleggene og det er ikke en partsammensatt gruppe. Hensikten med gruppen er å diskutere felles utfordringer og bidra til læring og erfaringsoverføring.

I årene 2001, 2002 og 2003 ble det gjennomført tilsvarende intervjuer med Sikkerhetsforums medlemmer og sentrale fagpersoner innen HMS i petroleumsvirksomheten. I løpet av de siste fem årene har det skjedd store strukturelle, teknologiske og organisatoriske endringer i bransjen. Målet for intervjuene er å få fram sentrale aktører i næringen sine vurderinger av hvilken betydning disse endringene har for helse, miljø og sikkerhet. Ptil ønsket derfor at både Sikkerhetsforums medlemmer og utvalgte fagpersoner skulle intervjues på nytt for å se om det har skjedd en *endring* mht forståelsen av hva som er viktige utfordringer på HMS-området. I tillegg er et utvalg medlemmer av L-8 med i undersøkelsen - fordi det var viktig for Ptil å gi et bilde av HMS-utviklingen på landanleggene. I 2003, som var siste gang det ble gjennomført tilsvarende intervjuer av Sikkerhetsforums medlemmer, var ikke landanleggene under Ptils tilsynsområde. Forhold vedrørende landanleggene er følgelig ikke omtalt i rapporten fra 2003.

Ettersom flere av informantene i årets undersøkelse har uttalt seg både om forhold som gjelder landanlegg og offshore, har vi valgt å utarbeide et kapittel for offshore rapporten og land rapporten som i stor grad er sammenfallende. Dette medfører at en i denne rapporten for sokkelen også vil finne omtalt forhold som kanskje er mest relevant for landanleggene. Vi tror likevel at denne løsningen gir rom for interessante sammenlikninger mht. hvordan HMS-utvikling vurderes både offshore og på land. Det er mange selskaper som har virksomhet både offshore og på land og intervjuene gjenspeiler mange felles problemstillinger.

I det følgende gir vi en beskrivelse av viktige endringer som har funnet sted de siste fem årene.

Oljedirektoratet og Ptil skilte lag 1. januar 2004, og petroleumsanleggene på land ble samtidig inkludert i Ptils tilsynsområde. Dette tilsynsansvaret lå tidligere under Arbeidstilsynet og Direktorat for sikkerhet og beredskap (DSB). Det er åtte landanlegg for ilandføring og/eller industriell bearbeiding av olje eller gass i Norge. Ptil fikk da ansvaret for sikkerhet, beredskap og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel og ved petroleumsanleggene på land. Som en konsekvens av dette har Sikkerhetsforum blitt utvidet slik at arbeidslivets parter på landanleggene er bedre representert.

Det har også skjedd store endringer i aktørbildet i norsk petroleumsvirksomhet de siste fem årene. Statoil og Hydros olje og gassaktiviteter fusjonerte 1. oktober 2007. Fra 2003 til 2008 ble 31 nye selskaper prekvalifisert som operatører<sup>1</sup> i norsk petroleumsvirksomhet<sup>2</sup>. Det har også i samme periode kommet seks nye redere på norsk sokkel<sup>3</sup>. Oljedirektoratet innførte samsvaruttalelse (SUT) som en

<sup>1</sup> Operatør defineres som "den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten" (Petroleumsloven §1-6, k)

<sup>2</sup> Kilde: [www.npd.no](http://www.npd.no).

<sup>3</sup> Disse er: Diamond Offshore Drilling, Ocean Rig, Stena, Island Offshore, SOM og Teekay ([www.ptil.no](http://www.ptil.no))



frivillig ordning for flyttbare innretninger 1. august 2000. Fra 1. januar 2004 ble denne ordningen gjort obligatorisk for flyttbare innretninger<sup>4</sup>.

Aktivitetsnivået har økt betraktelig med store utbyggings- og modifikasjonsprosjekter både på land og offshore. Dette har ført til at nye entreprenørselskaper har etablert seg i petroleumsnæringen, og at entreprenørselskaper som allerede var etablert i næringen har ekspandert. Store utbyggingsprosjekter på land, som Nyhamna, Melkøya og gasskraftverket på Kårstø, har også medført at utenlandsk arbeidskraft har blitt brukt i stor utstrekning. Den store aktiviteten i perioden har ført til at tilgang til fagkompetanse har vært en utfordring. En kan anta at dette problemet har blitt forsterket ved at nye entreprenørselskaper (både norske og utenlandske), uten tidligere kompetanse på petroleumsvirksomhet, har fått oppdrag i næringen.

Oljeprisen har i største delen av perioden vært høy og lagt grunnlag for det høye aktivitetsnivået. I 2003 var oljeprisen i snitt 28,7 dollar per fat, og prisen steg til rekordhøye 146 dollar per fat i juli 2008. Den økonomiske krisen fra og med høsten 2008 har hatt innvirkning på petroleumsvirksomheten, og enkelte operatørselskaper har som en konsekvens av dette redusert virksomheten og krevet kostnadskutt fra entreprenører. Ved utgangen av 2008 var oljeprisen 35 dollar per fat<sup>5</sup>.

Innretningene offshore har blitt eldre. Høy oljepris og ny teknologi som gir økt utvinningsgrad har ført til et ønske om å ha innretningene i produksjon lenger enn de opprinnelig var designet for. Dette har ført til et betydelig behov for modifikasjoner og vedlikeholdsarbeid. Også på landanleggene har en sett behov for modifikasjoner og nybygg på eksisterende anlegg. Parallell drift og store modifikasjonsprosjekter på land og til havs har representert utfordringer mht ivaretagelse av helse, miljø og sikkerhet. Ptil har også i tilsyn identifisert betydelige mangler knyttet til vedlikeholdsstyring offshore, både hos operatører og redere.

Vi har sett at arbeidet med å identifisere og følge opp potensielt risikoutsatte grupper er blitt forsterket i næringen. Ptil har hatt risikoutsatte grupper i petroleumsvirksomheten som en av sine hovedprioriteringer fra 2007 til 2009. Ptil inkluderer både risiko for arbeidsbetinget sykdom og risiko for personskade i definisjonen av risikoutsatte grupper. Dette arbeidet er blitt sett i sammenheng med introduksjonen av nye aktører og grupper av arbeidstakere i næringen, og en har vært opptatt av å forstå betydningen av de endrede rammebetingelsene for risiko for grupper.

## 4.2 Metode - intervju

Vi har intervjuet til sammen 21 personer. Intervjuene ble gjennomført i januar og februar 2009, og formålet har vært å få frem sentrale aktørers synspunkter på risikoutviklingen i næringen - med utgangspunkt i de store endringene i bransjen nevnt over. Informantene som er med i undersøkelsen er alle sentrale premissgivere for HMS-arbeid i næringen.

Intervjuene ble i hovedsak gjennomført med enkeltpersoner, men noen av intervjuene er gjennomført som gruppeintervjuer. Halvparten av intervjuene har vært ansikt til ansikt intervjuer, mens de øvrige har vært telefonintervjuer.

Vi har intervjuet følgende personer fra *Sikkerhetsforum*:

- Knut Thorvaldsen, direktør HMS i Oljeindustriens Landsforening (OLF)
- Stig Clementsen, HSEQ Manager i Subsea7, OLF
- Arnfinn Økland, HMS sjef Aibel og leder av HMS-utvalget i Norsk Industri (NI), Olje og gass

<sup>4</sup> En samsvarsuttalelse (SUT) er en uttalelse fra Ptil om at en flyttbar innretnings tekniske tilstand, søkerens organisasjon og styresystem er vurdert å være i samsvar med relevante krav i norsk sokkelregelverk.

<sup>5</sup> Kilde: Statistisk sentralbyrå



- Tore Hurlen, jurist og daglig leder av Plastindustriforbundet (PIF), forhandlingssjef, Arbeidsgiveravdelingen NI
- Kjersti Høgestøl, siv. ing og seksjonsleder HMS Offshore i Norges Rederiforbund (NR)
- Halvor Erikstein, yrkeshygieniker og organisasjonssekretær i SAFE
- Roy Erling Furre, 2. Nestleder i SAFE, ansvar for HMS
- Sindre Nøringset, prosessstekniker og HVO i StatoilHydro, Lederne
- Wilhelm Magne Austevoll, arbeidsleder i StatoilHydro, Lederne
- Ketil Karlsen, fagsjef HMS offshore i Industri og Energi (IE)
- Jon Arne Mo, områdeansvarlig HMS og kompetanse, IE
- Bjørn Erikson, leder arbeidsmiljøavdelingen i Landsorganisasjonen (LO)
- Jørn Henning Eggum, forbundssekretær i Fellesforbundet
- Magne Ognedal, direktør Ptil og leder av Sikkerhetsforum

Fra L-8 har vi intervjuet disse personene:

- Terje Palmesen, Manager Foredling og markedsføring, Helse, miljø og sikkerhet, Statoil-Hydro, Mongstad
- Bjørn Lauvstad, Shell, Team Leader HSE SD Operation, Aukra
- Perry J. Olsen, overingeniør HMS&K, Gassco

I tillegg har vi intervjuet fire HMS-ledere/direktører i bransjen som kommer fra hhv. to forskjellige oljeselskaper og et entreprenørselskap.

Intervjuene har dekket følgende tema:

- Utvikling i risikonivået innen norsk petroleumsvirksomhet
- Innføring av integrerte operasjoner (IO)
- Aldring og levetidsforlengelse
- Ledelsens bidrag til reduksjon av storulykkesrisiko
- Det endrede aktørbildets betydning for HMS
- Særlig risikoutsatte grupper
- Partssamarbeid
- RNNP – Nytteverdi og forbedringspotensial

## 4.3 Analyse

Denne analysen belyser hva informantene er opptatt av når det gjelder viktige forhold ved risiko-utviklingen som denne undersøkelsen har dekket, se temalisten over. I analysen av datamaterialet ønsker vi å fokusere både på hva som kjennetegner en positiv utvikling i risikonivået, samt peke på hva som er utfordringene i dag og framover. Noen av temaene har vært vanskelig å besvare for noen av informantene ut fra manglende kjennskap til temaet, men samlet sett har vi fått dekket alle temaene på en grundig måte.

Vi viser noen sitater fra intervjuene for å illustrere viktige poenger rundt HMS-tilstanden på norsk sokkel og landanleggene. Sitatene er skrevet i kursiv. I de fleste sitatene blir det synliggjort hvem som sier hva – det gjelder informanter fra L-8 og Sikkerhetsforum, mens informantene fra oljeselskaper/entreprenørselskap er anonyme. Dette er gjort ut fra informantenes ønsker.

Innen mange av de temaene som denne undersøkelsen omfatter, er det bred enighet blant fagforeningsrepresentanter, arbeidsgiverrepresentanter, myndighetene (Ptil), operatører og entreprenører om de positive sidene ved risikoutviklingen og hva som er utfordringene. Hva de ulike partene er opptatt av



og hvordan de beskriver tilstanden i petroleumsvirksomheten, vil bli nærmere belyst under hvert delkapittel i rapporten.

### 4.3.1 Risikoutviklingen

Landanleggene ble inkludert i RNNP i 2006/07, og i 2007/08 ble det for første gang gjennomført spørreskjemaundersøkelse på landanleggene. Vurdering av risikoindikatorer bør foregå i et trendperspektiv. Ved oppstart av risikonivåprosjektet 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 å ikke gå bakover i tid. To år med datainnsamling er ikke tilstrekkelig til å kunne gjennomføre en robust vurdering av utviklingen på landanleggene. En må være forsiktig når risikoforhold vurderes ut fra en begrenset mengde data.

Indikatorene som har et visst omfang viser imidlertid at nivået på land er sammenlignbart med tilsvarende nivå på sokkelen, noe som er som forventet. På den annen side ser en store variasjoner mellom anleggene. Forskjeller i rapporteringskultur og forståelse av rapporteringskriteriene kan være med på å forklare noe av variasjonene.

De fleste risikoindikatorene i RNNP 2007/08 *for sokkelen* viste en positiv utvikling. På sokkelen har det vært en klar reduksjon i antallet hydrokarbonlekkasjer med lekkasjerate over 0,1 kg per sekund siden 2002. I 2007 var det 10 lekkasjer i denne kategorien, mens det var 15 i 2006. Antallet lekkasjer i 2007 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 2001 – 2006. Antall hendelser relatert til boring og brønn viser også en forbedring fra 2006 til 2007, men endringene er ikke statistisk signifikante. Overvåkingen av skipstrafikken på sokkelen har også blitt bedre, og det har vært en svak, men jevn, nedgang fra 2002. Frekvensen for alvorlige personskader på produksjonsinnretninger viste i siste halvdel av 1990-tallet en klar oppgang. Fra toppen i 2000 – 2001 observeres det en reduksjon. I 2005 er den positive trenden brutt, mens en i 2006 og 2007 igjen observerer en reduksjon. Nivået i 2007 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 1997 – 2006. I 2007 var skadefrekvensen 0,8 alvorlige personskader per million arbeidstimer. Frekvensen for entreprenøransatte er høyere enn for operatøransatte. Også for flyttbare innretninger har det vært en nedgang.

Data fra spørreskjemaundersøkelsen viser en positiv utvikling på de fleste områder for offshorevirksomheten. Målet med spørreskjemaundersøkelsen er å få ansatte på norsk sokkel og på landanleggene til selv å beskrive hvordan de opplever HMS-tilstanden på deres arbeidsplass. Undersøkelsen tar opp tema som storulykkesrisiko, opplevd arbeidsmiljø, opplevd helse og syn på HMS-arbeid i egen virksomhet. Spørreskjemaundersøkelsen gjennomføres hvert andre år, og landanleggene ble som nevnt inkludert for første gang i 2007/08. Fra spørreskjemaundersøkelsen som ble gjennomført *offshore* i 2007/08 er det 11 utsagn som vurderes signifikant mer positivt enn tidligere år. Det er blant annet flere som er enige i at de kan påvirke HMS-forholdene på egen arbeidsplass, systemet med arbeidstillatelser (AT)<sup>6</sup> blir i høyere grad etterlevd, og ulykkesberedskapen vurderes som bedre i år enn de foregående år. Selv om en del utsagn er uendret eller viser en forbedring, er det til sammen sju utsagn med signifikant dårligere resultat sammenlignet med 2005. Her kan blant annet trekkes fram at det er flere som mener at mangelfullt vedlikehold har ført til dårligere sikkerhet. Når det gjelder fysisk arbeidsmiljø, er det flere som opplever støy og mangelfull belysning i 2007/08 enn i 2005, mens en mindre andel rapporterer hudkontakt med kjemikalier og farlige stoffer. Flere opplever seg utsatt for dårlig inneklima enn i 2005. Det er flere som mener at arbeidsplassen er godt tilrettelagt. Det har vært en forbedring for de fleste forhold som angår psykososialt arbeidsmiljø. Mulighet til å påvirke eget arbeidstempo og andre forhold rundt eget arbeid har økt. Støtte fra leder og kolleger har også økt, og i tillegg har graden av verdsetting fra leder hatt en positiv utvikling sammenlignet med 2005.

<sup>6</sup> AT er en skriftlig tillatelse for å kunne utføre et definert arbeid på et gitt sted på en innretning under gitte forutsetninger på en sikker måte. Den tillater at arbeidet starter når forhåndsgodkjenning er gitt, når et gitt sett av drifts- og sikkerhetskrav er oppfylt, og dette er akseptert, dokumentert og klart.



Landanlegg og innretninger offshore viser blant annet fellestrekk i hvordan HMS-klimaet oppleves. På samme måte som for landanleggene, sier ansatte offshore seg enige i at språk, ulike prosedyrer og rutiner på ulike innretninger og mangelfullt vedlikehold skaper eller kan skape farlige situasjoner. Språkproblemer oppfattes som større på land, mens de som jobber offshore i større grad mener at mangelfullt vedlikehold har ført til dårligere sikkerhet<sup>7</sup>.

Generelt sett kan en si at data fra RNNP viser at det for de fleste indikatorer har vært en positiv utvikling. Det er likevel verdt å merke seg at andelen som mener at mangelfullt vedlikehold har ført til dårligere sikkerhet har økt. Mangelfull vedlikeholdsstyring er også avdekket gjennom Ptils tilsynsaktiviteter de siste årene. En har også hatt flere alvorlige hendelser i 2007 og 2008. Blant annet inntraff det en dødsulykke på Saipem 7000 og to alvorlige hendelser på Statfjord A<sup>8</sup>.

I intervjuene har vi spurt alle informantene om hvordan de vurderer *risikoutviklingen i dag sammenlignet med for fem år siden*.

Både representanter fra arbeidsgiversiden, fagforeningene og myndighetene opplever at det har vært en positiv utvikling i bransjen de siste fem årene, til tross for at utviklingen har flatet ut uten de dramatiske forbedringene. De fleste påpeker at det er mer fokus på HMS, og at det er skapt en HMS-kultur – en kultur for å jobbe sikkert. Det er en nedgang i hendelser i forhold til sentrale indikatorer, spesielt nevnes gasslekkasjer og brannhendelser. Gasslekkasjeprojekt<sup>9</sup> blir nevnt som et viktig tiltak i denne sammenheng. Det har også vært en nedgang i personskader. OLF mener at utviklingen kan tilskrives en målrettet innsats fra ledere på sokkel og land, der deres innsats oppleves som genuint interessert i å bli bedre på HMS. Ifølge myndighetene (Ptil) har de viktigste forbedringene som har skjedd særlig vært knyttet til hydrokarbonlekkasjer, manglende/ustående vedlikehold og fokus på barrierer.

En annen positiv utvikling som nevnes av flere fagforeninger, arbeidsgiversiden, operatørselskap og Ptil er økt fokus på og utvidet forståelse for storulykkesrisiko. Dette innebærer at sammenhengen mellom personskader og storulykker (isfjellteorien) er tonet ned. Ledere fra oljeselskaper som vi har intervjuet fremhever at de systematisk har begynt å lære av storulykker, særlig ulykken ved BPs raffineri i Texas City<sup>10</sup>. Denne ulykken bidro i særlig grad til å sette fokus på problemer forbundet med å bruke antall personskader som indikator for storulykkesrisiko. Lærdommene fra denne ulykken synes å ha spredd seg. Dette kan tyde på at bransjen har en mer proaktiv tilnærming til storulykkesrisiko sammenlignet med tidligere. Andre positive forhold som fagforeningene nevner er; økt fokus på kjemisk helsefare, bedre risikovurdering gjennom felles rutiner og prosedyrer som Sikker Jobb Analyse (SJA)<sup>11</sup> og Arbeidstillatelser (AT) på tvers av installasjoner, godt partssamarbeid, samt at det oppleves som lettere å ta opp HMS- relaterte saker i forhold til tidligere. Sitatene under belyser den positive utviklingen.

*”Jeg opplever at det er en positiv utvikling. Risikovurderinger i forkant; vurderer hva som kan gå galt og gjør tiltak for å forhindre dette. Flinkere til å følge prosedyrer. Utviklingen er en glede for oss som jobber med sikkerhet.”* (Høgestøl, Norges Rederiforbund)

<sup>7</sup> Risikonivå i petroleumsvirksomheten, Rapport, landbaserte anlegg - 2007

<sup>8</sup> Hydrokarbonlekkasje i utstyrsskiftet mai 2008. Utslipp av råolje på Statfjordfeltet desember 2007.

<sup>9</sup> Gasslekkasjeprojektet ble etablert i 2003, på oppfordring fra Ptil, og i 2008 nådde man det ambisiøse målet om å redusere antallet hydrokarbonlekkasjer til under 10 per år. OLF fikk ONS' HMS-pris for dette arbeidet i 2008.

<sup>10</sup> I 2005 omkom 15 personer og 100 personer ble skadet i en eksplosjon i BPs oljeraffineri i Texas. Denne alvorlige ulykken har ledergrupper i flere norske oljeselskaper brukt som en hendelse man kan lære av; hvorfor skjedde det, hva kunne vært gjort for å hindre ulykken, hva burde ledelsen ha gjort osv.?

<sup>11</sup> SJA er en systematisk og trinnvis gjennomgang av alle risikoelementer i forkant av en konkret arbeidsoppgave eller operasjon, slik at tiltak kan iverksettes for å fjerne eller kontrollere de identifiserte risikoelementene under forberedelse til og under gjennomføring av arbeidsoppgaven eller operasjonen.



*"Det er ingen forverring i forhold til tidligere. Det er blitt åpnere på gulvet, og man er friere til å ta opp ting. Det er færre HMS henvendelser til oss nå. Det tyder på god HMS." (Karlsen, Industri Energi).*

*"De viktigste endringene de siste 5 årene er at storulykker blir tatt på alvor: At skadestatistikk ikke er et mål på faren for storulykke. Dette har Ptil nå erkjent, og det er bra." (Furre og Erikstein, SAFE)*

*"Før var det mye fokus på små personskader som kutt i fingeren, vrasket ankel osv. Risikostyring for noen år siden – da diskuterte vi hva som skjedde siste uke – det var reaktivt. Nå har vi mer fokus på hva som skjer i morgen, neste uke og måned. Hvilken risiko kommer i mot oss. Det fokuserer vi på – vi ser fremover." (HMS-direktør)*

*"Det positive har vært fokus på kjemisk helsefare. Kjemisk eksponering og støy har fått større oppmerksomhet enn tidligere. Det negative har vært at det har vært uvilje mot å se på ofrene (krefttilfeller)." (Furre og Erikstein, SAFE)*

Sett fra landanleggenes ståsted så sier også L-8 representantene at det har vært en positiv utvikling når det gjelder risikoutviklingen. Den positive utviklingen består i at det er høyere ambisjoner for landanlegg - med økt ledelsesfokus og en mer entydig HMS-prioritering. De peker imidlertid på at det er store forskjeller mellom de enkelte anleggene. Som eksempel nevnes forskjellene mellom raffineri bygget på 60-tallet i forhold til nybygde anlegg. På de moderne anleggene har en ifølge informantene flyttet *offshore-standard* på land. På disse anleggene oppleves risikoen å være mindre. Dette bekreftes fra spørreskjemaundersøkelsen, RNNP på landanleggene fra 2007. Som eksempel på dette nevnes at de nye anleggene krever mindre folk, og at man har bedre sikkerhetssystemer. Ved brann eller andre beredskapssituasjoner på disse anleggene kan innsatspersonell fokusere på å berge personell, ikke drive brannslukking. Disse anleggene er bygget for å ha minimal menneskelig intervensjon, og en kan dermed redusere risikoeksponeringen for personell.

*"HMS-arbeidet har vært gjennom en kontinuerlig forbedringsprosess, i alle fall de siste 20 årene, men med litt ulik grad av ledelsesstøtte. I de senere år har arbeidet hatt en entydig prioritering med bred organisatorisk forankring og stort ledelsesfokus." (Pallesen, leder L-8)*

*"På Tjeldbergodden drifter de helt forbildelig, da også mht. HMS. Der har alle ansatte 4 posisjoner/funksjoner som utøves gjennom 4 nettverk. Jeg opplever at uansett hvem du treffer der (direktør eller operatør), så får du samme kvalitet på svaret." (Hurten, Norsk Industri)*

Både Sikkerhetsforum og Samarbeid for Sikkerhet (SfS)<sup>12</sup> trekkes fram både fra fagforeningene, arbeidsgiverforeningene, oljeselskapene, entreprenørselskapene og myndighetene som svært viktige arenaer i arbeidet med å øke risikoforståelsen og bidra til en positiv utvikling på norsk sokkel. I 2001 ble disse to samarbeidsarenaene etablert på bakgrunn av at trepartssamarbeidet da fungerte dårlig. Det var på det tidspunktet sprik mellom partene i oppfatningene rundt sikkerhetstilstanden i petroleumsbransjen.

Når vi sammenligner denne RNNP-undersøkelsen med undersøkelsen i 2003, så viser også den til at Sikkerhetsforum og SfS i betydelig grad hadde bedret samarbeidsklimaet i næringen sammenlignet med hvordan det fungerte før etableringen av disse samarbeidsforaene. I dag ses OLF på som en sentral aktør i dette arbeidet, i og med at de representerer både små og store aktører, samt operatører og entreprenører. Det fremheves at trepartssamarbeidet gir rom for medvirkning for alle medarbeidere i sikkerhetsarbeidet. Vi viser for øvrig til delkapittel 4.3.7 om partssamarbeid.

<sup>12</sup> SfS skal være et "Forum for beste praksis" i et trepartssamarbeid innen Petroleumstilsynets myndighetsområde og utarbeider anbefalinger, blant annet SJA og AT.



Vi har også spurt informantene om hva de oppfatter som *de største HMS- utfordringene per i dag*. Ut fra informantenes uttalelser kan vi trekke frem følgende tema som sentrale både offshore og på landanleggene:

- Ledelse og risikoforståelse
- Mangel på kompetanse
- Endret aktørbilde
- Etterlevelse av prosedyrer
- Vedlikeholdsstyring av gamle innretninger og anlegg

### *Ledelse og storulykkesrisiko*

Selv om ledelsen har hatt økt fokus på risikoforståelse og storulykkesrisiko de senere årene, så er det fortsatt behov for å gi dette mye oppmerksomhet for å fremme og dele risikoforståelsen blant ledelsen og videre ned i organisasjonen. Både OLF, Ptil og operatørselskap mener at dette er et viktig tema. Representanter fra StatoilHydro trakk fram at de i denne sammenheng har satt i gang et prosjekt ("Etterlevelsesprosjektet") som har som mål å øke bevisstgjøringen rundt risikohåndtering og hvordan hindre storulykker i hele organisasjonen – fra konsernledelsen og videre ut på plattformen blant operatørene. Alle nivå i organisasjonen skal gjennom det samme programmet. Dette temaet behandles nærmere på side 28.

### *Mangel på kompetanse*

En annen viktig utfordring som *alle* partene i petroleumsvirksomheten (både offshore og på landanleggene) er svært opptatt av, er mangel på kompetanse som bransjen opplever i dag. Dette gjelder særlig i forhold til leverandørindustrien, der små entreprenører ofte ikke har god nok opplæring av sine ansatte. Noen av informantene trakk fram at trange rammebetingelser i kontraktene, fører til at de små leverandørene har mindre muligheter til å tilby kurs og lære opp sine ansatte sammenlignet med operatører/byggherrer og store entreprenørselskap. Informantene sa at mangelfull kompetanse kan føre til personskader. De viser til eksempler på at entreprenører har brukt verneutstyr på feil måte og at de ikke er opplært til å håndtere det utstyret de skal bruke. Det er imidlertid også flere av informantene som presiserer at rammebetingelser i kontrakter ikke er det eneste forholdet som bidrar til mangelen på kursing og kompetanse. Disse påpeker at entreprenørene har et selvstendig ansvar for å sørge for at deres ansatte har tilstrekkelig kompetanse, og at det ikke alltid er riktig at entreprenører har så trange rammebetingelser. Dette gjelder særlig de store entreprenørene som sannsynligvis har bedre marginer enn underleverandører og mindre selskaper.

En annen utfordring knyttet til kompetanse, er at det er mye utskifting av personell i bransjen. Eksempler på dette er at ansatte med lang erfaring går av med pensjon og tidlig pensjon (58+ ordningen i StatoilHydro)<sup>13</sup>. Stor utskifting av personell kan føre til en dårligere og mer fragmentert forståelse for HMS-arbeidet.

Representantene for landanleggene sier at de største HMS-utfordringer i tiden fremover er knyttet til at man har å gjøre med en arbeidsstokk som er relativt nyrekrutert, og som gjerne også har mye erfaring fra annen industri. I denne forbindelse er det en utfordring å skape tilstrekkelig forståelse for den risikoen det innebærer å jobbe med hydrokarboner. Som eksempel nevnes at en har identifisert et "kompetansegap" i forhold til å jobbe med prosessering av kondensat, som innebærer spesielle risikoer. Informantene fortalte om et tiltak som er iverksatt for å oppgradere kompetansen vedrørende håndtering av kondensat. I tillegg nevner representanter fra landanleggene at det er en fordel å ha en langsiktig og stabil vedlikeholdsleverandør på grunn av utfordringer forbundet med kompetansen hos

<sup>13</sup> Avtalen som ble inngått ved fusjonen mellom Statoil og Hydro innebærer at ansatte som er 58 år eller eldre kan forlate selskapet og beholde 70 prosent av årslønnen. Mange har benyttet seg av dette tilbudet, og det er uttrykt bekymring av representanter fra arbeidstakerne at verdifull sikkerhetskritisk kompetanse forlater selskapet.



personell som utfører vedlikehold på mer kortvarig basis. Dette temaet beskrives nærmere i delkapittel 4.3.6 – Særlig risikoutsatte grupper.

### *Endret aktørbilde*

Aktørbildet i næringen har endret seg ved at Statoil og Hydro har fusjonert, og ved at flere mindre oljeselskaper er blitt en del av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Flere av representantene fra fagforeningene mener at endring i markedsrett på norsk sokkel kan være en HMS-utfordring. Utfordringene med de små oljeselskapene er at de mangler kompetanse på HMS-området og erfaring sammenlignet med de store oljeselskapene på sokkelen, og at manglende kunnskap kan føre til negative HMS-konsekvenser. En nærmere beskrivelse av dette temaet er dekket i delkapittel 4.3.5.

### *Etterlevelse av prosedyrer*

Både fagforeningsrepresentanter og arbeidsgiverrepresentanter trekker frem at det er utfordringer knyttet til etterlevelse av prosedyrer. De sier at det kan være flere årsaker til det, som at styringssystemet er komplisert og dermed kan være vanskelig å tolke, utilstrekkelig opplæring, eller at ledelsen ikke er *tett nok på* for å hjelpe folk til å forstå prosedyrene. Mangel på etterlevelse av prosedyrer er et gjennomgående tema i granskning av hendelser ifølge Ptil. Dette temaet er ytterligere beskrevet i delkapittel 4.3.4 – Ledelse og storulykkesrisiko.

### *Vedlikeholdsstyring*

En annen viktig HMS-utfordring som er nevnt av arbeidsgiversiden og fagforeninger er manglende kontroll og styring av vedlikehold på landanlegg og offshoreinnretninger. Viktige forutsetninger for forlenget levetid beskrives som oversikt over teknisk tilstand og gode risikovurderinger. Levetidsforlengelse er som sådan et uttrykk som ikke benyttes på landanleggene, men problemstillingen er like aktuell. Også her nevnes en god styring av vedlikeholdet som avgjørende. Dette temaet er nærmere beskrevet i delkapittel 4.3.3 – Aldring og levetidsforlengelse.

### *Andre utfordringer*

Noen av informantene trakk fram at den kraftige nedgangen i oljepris i løpet av 2008 og finanskrisen kan føre til forskyvninger på forbedringsprosjekter, ved at prosjekter med størst inntjening prioriteres. De påpeker også at dette kan føre til at aktørbildet endrer seg gjennom fusjoner og konkurser, og at dette kan få betydning for utviklingen i risikonivået. Under intervjuene ved begynnelsen av året, sa informantene at det ennå ikke er synlige konsekvenser av dette for 2009.

En annen utfordring som nevnes av noen fagforeninger i forbindelse med personskader, er at skadestatistikken ikke dekker alle skadene. Etter ett år med fravær er de langtidsykemeldte ikke lenger med i statistikken. På denne måten mener de at det er underrapportering av personskader.

## 4.3.2 Innføring av integrerte operasjoner (IO)

Blant informantene verserer det mange forskjellige oppfatninger om hva IO egentlig er. IO beskrives som fjerndrift, økt støtte fra land, bedre samhandling, endrede beslutningsprosesser og bruk av sanntidsdata. Oppfatningene om hva IO er, påvirker informantenes antagelser om HMS-effektene. Automatisering og fjerndrift er en beskrivelse som går igjen blant de informantene som har hatt minst direkte befatning med IO. Noen av fagforeningene hevder at de ikke er tatt med i diskusjonen rundt IO, og de får dermed bare med seg overskriftene.

Informantene fra landanleggene har lite kjennskap til begrepet IO, men de kjenner seg igjen i en del av problemstillingene og har relevante erfaringer om tilsvarende endringer i arbeidspraksis. På landanlegg kan det være kilometers avstand mellom kontrollrom og anlegg. Dette samarbeidet defineres ikke som IO, men har de samme utfordringer og potensial uten at dette har vært diskutert i en HMS-kontekst.



Det hevdes at integrerte operasjoner har vært lite diskutert i Sikkerhetsforum. Bildet om at *"man skal spare 350 MNOK på IO"* har festet seg, noe som understreker at effektiviseringsgevinsten er mest i fokus når det gjelder innføring av IO<sup>14</sup>. Informanter fremhever at forutsetning for å oppnå HMS fordeler med IO er at lederne tillegger dette like stor vekt som effektiviseringsgevinstene. Det er viktig å være i stand til å måle effekten av IO på HMS, men det er vanskelig å finne en god måte å måle disse effektene på. Betrachtingene rundt IO og HMS er først og fremst av indirekte karakter.

*"Det er ingen konkrete bevis for at IO har bedret HMS per i dag, men at det er et potensial for det, det er helt klart."* (Ognedal, leder Sikkerhetsforum)

Automatisering av innretninger antas å gi økt sikkerhet ved at færre blir direkte eksponert; det blir mindre helikopter og mindre behov for evakuering. Arbeidstakerorganisasjonene uttrykker at de er negative til fjerndrift; på den ene siden knyttes dette til flytting av stillinger til land og på den andre siden på grunn av større opplevd risiko ved at styring utføres av noen som ikke er direkte eksponert. Flytting av stillinger til land gjør det vanskelig å kunne bo hvor som helst, noe som oppleves som en negativ effekt fra arbeidstakersiden. Fokus på subjektiv opplevd risiko er en av grunnene til at BP har gått bort fra planene om sentralt kontrollrom på land.

*"Du får en større kreativitet og utvikling gjennom IO, det kan bli veldig snevert når du er ute i Nordsjøen, du er der i 14 dager og så er du vekke i 4 uker og så kommer du tilbake til en helt annen og høyteknologisk verden. Du vil oppnå en bedre sikkerhet ved å overføre noen av operasjonene til land, det vil gi en bedre kontinuitet."* (Clements, OLF)

Bedre landstøtte beskrives hovedsakelig som positivt, under forutsetning av at dette gjøres på en riktig måte. Landstøtten må være tilgjengelig 24/7 (24 timer i døgnet, 7 dager i uka) for å fungere for de "ikke planlagte beslutningene" og riktig kunnskap og kompetanse må være tilgjengelig. Det å ha tilgang på de beste ressursene hele tiden, ansees å ha en direkte positiv HMS gevinst. Informanter fra StatoilHydro opplever det som svært positivt å ha operasjonssenter med høy kompetanse. Økt støtte fra land forventes også å gi mindre flytid med helikopter, noe som har en direkte og positiv effekt på sikkerhetsnivået.

*"Det er helt avhengig av å ha en oppegående støtteorganisasjon på land som har tilstrekkelig med kapasitet og kunnskaper. Da er dette positivt. Enheter uten installasjonskompetanse på land vil være ineffektive og gi liten støtte."* (Nøringset og Austevoll, Lederne)

En landstøtte som er operativ 24/7 blir antatt å ha en mulig negativ effekt når det gjelder HMS for de landansatte.

*"Tilgjengelighet 24 timer i døgnet kan fort bli krevende for leder og fagpersoner, å holde arbeidsmengden innenfor en normalarbeidsdag".* (Lauvstad, L-8)

Beslutningsprosesser ble trukket frem blant flere av informantene i diskusjonen rundt IO, uten at det alltid er klart hvilke beslutninger man snakker om. Generelt har man en antagelse om at det kan tas bedre beslutninger gjennom IO, og at det blir bedre kommunikasjon mellom hav og land.

*"IO fungerer i forbindelse med "planlagte beslutninger" der man nå løser problemer og tar beslutninger i samhandlingsrom der man ser hverandre, noe som fungerer godt. Når det gjelder "på stedet beslutninger" hjelper det ikke med IO så lenge landstøtten ikke er 24/7".* (Nøringset og Austevoll, Lederne)

<sup>14</sup> Informantene henviser trolig til rapporten *Verdipotensialet for Integrerte operasjoner på Norsk Sokkel*, OLF-2006



Informantenes vurdering av at IO har positiv effekt på samhandling mellom land og hav bekreftes av en studie gjennomført av Skarholt i 2008. Bruk av samhandlingsrom/operasjonsrom, sanntidsdata og felles arbeidsflater integrerer land og hav tettere sammen.<sup>15</sup> Dette innebærer at flere (ledelsen land/-hav, operatører offshore, fagansvarlige land) er involvert i problemløsning og beslutningsprosesser sammenlignet med tidligere. Det blir i denne studien sagt at landpersonellet er mer "hands-on" på den daglige driften på plattformen, og at kompetansen fra land er mer anvendt og anerkjent i forhold til tidligere. Felles situasjonsforståelse land/hav når det gjelder planlegging, drift og risikohåndtering blir i utgangspunktet vurdert som positivt for å ivareta HMS på en best mulig måte (Skarholt et. al., 2008).

Fra arbeidstakerorganisasjonene uttrykkes det en bekymring knyttet til at beslutninger skal tas på land. Bekymringen dreier seg om hvorvidt landorganisasjonen har god nok kunnskap og kompetanse om forholdene ute til å ta de rette beslutningene. Det uttrykkes også en bekymring rundt ansvarsfraskrivelse og uklare ansvarsforhold.

Mer planlegging på land oppleves positivt, også fra arbeidstakersiden. Dette bidrar til at hav og land i større grad blir ett team. En bekymring rundt dette er nevnt i forbindelse med StatoilHydros nye driftsmodeller som vil føre til at mer planlegging av vedlikehold vil foregå på land. Man vil miste vedlikeholdskapasitet i havet. Dette kan føre til at flere *nomader* blir brukt i perioder, noe som anses å ha en negativ effekt for HMS.<sup>16</sup>

Bruk av sanntidsdata for å ta bedre beslutninger var lite fremme i intervjuene, men nevnes av noen som et viktig element ved IO. Boring og brønn fremheves som et område der det er viktig med sanntidsdata for å ta gode beslutninger.

*"I en boreprosess for eksempel, det sitter en ekspertise på land som følger med i sanntid og som kan intervenere på et tidlig tidspunkt hvis de ser en uheldig utvikling".* (Ognedal, leder Sikkerhetsforum)

### 4.3.3 Aldring og levetidsforlengelse

Aldring og levetidsforlengelse er et meget aktuelt tema på sokkelen, da en rekke innretninger nærmer seg eller har overskredet sin opprinnelige designlevetid, samtidig som det er et ønske om å fortsette produksjonen. Informantene anser levetidsforlengelse til å være en stor sikkerhetsmessig utfordring. Det kan ha vært store endringer på anlegget over tid, og det er ikke alltid man har god nok oversikt over det som har blitt gjort. Viktige forutsetninger for forlenget levetid beskrives som oversikt over teknisk tilstand og gode risikovurderinger. Levetidsforlengelse er som sådan et uttrykk som ikke benyttes på landanleggene, men problemstillingen er like aktuell. Også her nevnes en god styring av vedlikeholdet som avgjørende.

Ptil godkjenner levetidsforlengelse på bakgrunn av en helhetsvurdering av innretningen og driften av den. Informantene har inntrykk av at levetidsforlengelse er et prioritert område for Petroleumstilsynet. Den systematiske gjennomgangen som samtykkesøknaden krever, ble sagt å være nyttig for operatørene. Man får en oversikt og får konkrete oppfølgingspunkter.

Fra arbeidstakersiden uttrykkes det en bekymring om at lav oljepris og ønske om god inntjening gjør at det blir for enkelt å få godkjenning for levetidsforlengelse fra Ptil. Denne bekymringen oppveies til dels ved at man vet om eksempler der Ptil har avslått en søknad om SUT for en flyttbar innretning, og et annet tilfelle der Ptil ga en kortere levetidsforlengelse enn det ble søkt om. Beslutningene i Ptil kan i så måte ses på som et viktig signal til næringen om at HMS ikke er en salderingspost.

<sup>15</sup> Med sanntidsdata menes at en har tilgang til samme data både på land og offshore, ved bruk av video, telefon, samt elektronisk samkjøring av informasjon

<sup>16</sup> *Nomader* blir av informantene brukt som et uttrykk for å beskrive arbeidstakere som reiser fra innretning til innretning offshore, med avgrensede arbeidsoppgaver på hvert sted. Begrepet blir ikke i samme grad brukt ved landanleggene, men også her er det arbeidstakere som oppholder seg på ulike landanlegg i kortere perioder.



Eldre utstyr trenger mer vedlikehold, og en av de største utfordringene med forlenget levetid vurderes å være god vedlikeholdsstyring. Mange av informantene uttrykker en usikkerhet om selskapene er gode nok til dette, og det fremheves at et risikobasert vedlikehold er avhengig av kvaliteten på analysen som ligger i bunnen. Det vises til en prosjektrapport fra Ptil som bekrefter at vedlikehold er et problem på sokkelen.<sup>17</sup> Dette antas først og fremst å skyldes prioriteringer og ikke rammebetingelser, men både OLF, Rederiforbundet og fagforeningene uttrykker en bekymring for om lavere oljepriser påvirker prioriteringene.

Tilgjengelighet av reservedeler for gammelt utstyr fremheves også som et problem.

*"For eldre utstyr er det vanskelig å få tak i reservedeler. Da må man kjøpe nytt utstyr og det er ikke sikkert at det passer inn rent fysisk. Må kanskje skifte ut hele komponenter og utstyr som ikke er designet inn i modulen i plattformen. Kan bety arbeidsmiljøproblemer for de som fysisk skal vedlikeholde det". (HMS-direktør)*

Gamle brønner blir også nevnt som problematiske, men her legges det også ned størst ressurser. Ptils tilsynsaktiviteter har også påpekt brønnintegritetsproblemer, manglende barriereoversikt og manglende og mangelfull tilgjengelighet av tekniske og operasjonelle data for brønnene. Dette gir operatører og entreprenørutfordringer i forbindelse medplanlegging av aktiviteter i brønnene og styring av nødvendige endringer.

Ellers mener flere av informantene at det er i prosessanlegget den store risikoen ligger. Korrosjon oppleves som det største problemet både offshore og for landanleggene. På Kårstø nevnes en hendelse i 2006 hvor det korroderte under isolasjonen. Nå gjøres det et arbeid med å bytte ut isolasjon og sjekke tilstanden på resten av anlegget. Hydrokarbonførende system og sikkerhetssystem der reservedeler er vanskelig å skaffe, beskrives som noe av det mest kritiske. Informantene har få konkrete eksempler på hendelser som har skyldtes gammelt utstyr.

En av informantene trakk fram ulike arbeidsmiljøforhold. Han nevnte at nye innretninger er bedre utformet ergonomisk. Ventiler er for eksempel montert slik at de er lett tilgjengelig for vedlikehold. Nye innretninger har også heis, noe som er sjelden på eldre innretninger. Eldre innretninger er også mye mer plaget med støy.

#### 4.3.4 Ledelsens bidrag til reduksjon av storulykkesrisiko

##### 4.3.4.1 Storulykkesrisiko i fokus

Informantene ga uttrykk for at det har skjedd en endring i bransjen de siste årene, ved at man tidligere hadde et betydelig fokus på personskader, mens man nå har et større fokus på storulykkesrisiko. Gassutblåsningen på Snorre A i november 2004 og BP Texas City ulykken i mars 2005 er to hendelser som nevnes, og som ser ut til å ha vært en vekker for å sette storulykker på agendaen i petroleumsvirksomheten. Dette har bl.a. ført til at operatørselskapene nå skal styre aktivitetene mer med henblikk på hva som skjer fremover - en proaktiv tilnærming til risikostyringen. Det ble sagt at risikostyringen tidligere var preget av en reaktiv "hva skjedde sist uke"-tankegang. Texas City ulykken synliggjorde at personskadestatistikk ikke er et mål på storulykkesrisikoen, og at det er nødvendig med oppmerksomhet og andre indikatorer som f.eks. indikatorer for teknisk tilstand og vedlikehold for å overvåke

<sup>17</sup>

[http://www.ptil.no/getfile.php/z/%20Konvertert/Helse%2C%20milj%C3%B8%20og%20sikkerhet/Sikkerhet%20og%20arbeidsmilj%C3%B8/Dokumenter/rapport\\_vedlikeholdsstatus\\_2007.pdf](http://www.ptil.no/getfile.php/z/%20Konvertert/Helse%2C%20milj%C3%B8%20og%20sikkerhet/Sikkerhet%20og%20arbeidsmilj%C3%B8/Dokumenter/rapport_vedlikeholdsstatus_2007.pdf)

Rapporten bygger på erfaringer fra en tilsynsrekke som ble påbegynt i 2006 med beslutningsgrunnlag for vedlikeholdsstyring offshore og på land.



denne risikoen. Det er enighet blant informantene om at det nå er en forståelse for dette i petroleumsnæringen.

*"Jeg mener at den operative ledelsen sitt fokus på storulykke for alvor ble endret etter Snorre-hendelsen. Gjelder også landledelse." (Økland, Norsk Industri Olje & Gass)*

*"En har blitt mindre fokusert på såkalte BBS<sup>18</sup>-tilnærminger til sikkerhet og mer fokusert på kompetanse/forståelse og indikatorer for teknisk tilstand og vedlikehold." (Lauvstad, L-8)*

#### 4.3.4.2 Forventninger til ledelsen

Styring av risiko i forhold til det totale aktivitetsnivået og synliggjøring av risiko stiller store krav til ledelsen. Det legges vekt på at lederne må ha lokal kjennskap til aktivitetene, være *tett på* som ledere og ha et godt bilde av risikoen for å bidra til å redusere risikoen for storulykker. I tillegg er det ledelsens oppgave å ivareta kompetansen og risikoforståelsen til personellet, slik at de er i stand til å utføre jobbene på en sikker måte. Dette uttrykkes av representanter for både landanlegg og offshore-innretninger. Kompetansen til entreprenørene er en faktor i storulykkesrisikoen, og en av representantene for L-8 presiserer at jevnlig driftsmøter med entreprenør er med på å sikre samarbeid for å redusere storulykkesrisikoen.

Lederne har også et stort ansvar når det gjelder å legge til rette for strukturer og systemer slik at etterlevelse av prosedyrer og avviksbehandlingsprosessen blir fulgt. Etterlevelse av prosedyrer og det å få personell til å skjønne hvorfor man skal etterleve prosedyrer, trekkes frem som en utfordring både blant fagforeningsrepresentanter og ledere i operatørselskap. Etterlevelse av prosedyrer er viktig for ledere å ha oppmerksomheten på for å forebygge storulykker. Dette må forankres og formidles fra toppledelsen i selskapet. Lederne har blitt flinkere til å se sin egen rolle i forhold til å kunne redusere storulykkesrisikoen, men det uttrykkes at det fortsatt er en vei å gå, og at man kan bli bedre til å være *tettere på* som ledere i selskapene.

*"Jeg har andre forventninger til ledergruppen – at de går inn i aktiviteter, og stopper og styrer aktivitetene mer." (HMS-direktør)*

*"Det er en del utskiftninger i bransjen, blant annet folk som går av med pensjon. Hyppige utskiftninger kan føre til en mer fragmentert forståelse for HMS-arbeidet. Det å få nye arbeidstakere inn i tankegangen offshore og hvordan man skal jobbe er vanskelig. Det krever en god forståelse for hva en driver med. Det å stadig må bygge opp HMS-kultur og storulykkesforståelsen er en utfordring.." (HMS-leder)*

*"Å overføre og verifisere at kravene iverksettes og ivaretas på arbeidsplassen ved utførelse av arbeidet er krevende." (Nøringset og Austevoll, Lederne)*

#### 4.3.4.3 Risikoforståelse og læring av hendelser

Det påpekes at ledelsen og selskapene må ha en "riktig" risikoforståelse for at man skal kunne bidra til å redusere storulykker. Kommunikasjon, kompetanse og bevissthet blir nevnt som viktige faktorer for å oppnå dette av en av representantene for L-8. Det å synliggjøre risiko og formidle risikobildet til personell både på anleggene og innretningene er en utfordring, påpeker både representanter fra Sikkerhetsforum, L-8 og fagforeningene.

*"Et annet viktig moment er risikobildet. Det å formidle informasjon fra møter til de som utfører ute. Hvordan få forståelsen ut til linja? Må forvisse seg om at de ute gjennomgår oppgavene på samme måte. Sliter litt med å få til at alle har samme bilde." (Nøringset og Austevoll, Lederne)*

---

<sup>18</sup> Behaviour based safety



For å vurdere risikoen for storulykker benyttes bl.a. KPIer (Key Performance Indicators). Det blir stilt spørsmålstegn av representanter fra Sikkerhetsforum ved om man har gode nok indikatorer i bransjen for å vurdere storulykkesrisikoen. Det blir også diskutert om indikatorer i seg selv er tilstrekkelig for å få et godt nok bilde av risikoen på det enkelte anlegg eller innretning. Gjennomgang av plan og prosjektportefølje, ulike analyser som beredskapsanalyser og TRAen (Total Risiko Analysen) er andre kilder til informasjon som gjør at ledelsen kan få oversikt og forståelse for aktivitetene som utføres og hva som kan gå galt. En av fagforeningene stiller seg også spørrende til om man er flinke nok til å vurdere storulykkesrisiko, og om man har gode nok indikatorer med tanke på storulykker og konsekvenser for storulykker. På tross av at informantene påpeker at "isfjellteorien" er nedtonet, sier disse at det fortsatt er for mye fokus på "kutt i fingeren" i forhold til storulykker.

*"KPIer er ikke alltid gode nok, de kan overforenkle problemene; som for eksempel bruk av TRIF<sup>19</sup>. Gir ikke alene et riktig bilde. Man må ha et bredere fokus og også agere riktig i forhold til sitt eget risikobilde."* (Palmesen, leder L-8)

Mange av informantene trakk fram at det er stor vilje til å lære av tidligere og potensielle storulykker i petroleumsnæringen, og man er opptatt av at alle nivå i organisasjonen skal være involvert i gjennomganger av slike hendelser. Informanter fra Sikkerhetsforum, L-8 og andre trekker frem hvordan selskapene har gjennomgått BP Texas City ulykken, og at dette har ført til endringer i de respektive selskapene i form av oppdatering av styrende dokumentasjon, modifikasjoner og utarbeidelse av handlingsplaner/strategier som basis for videre utvikling. Det er også skapt arenaer for erfaringsutveksling i form av storulykkesseminarer innad i selskapene, som fremhever fokus på temaet. I tillegg understrekes det at man ser felles utfordringer i bransjen når det gjelder HMS og dertil at man deler informasjon om hendelser for å lære på tvers av selskaper. L-8 representantene trekker frem seminaret "Storulykkesrisiko for landanlegg" som ble arrangert i samarbeid med Ptil i 2008, som et positivt bidrag til erfaringsutveksling omkring dette temaet.

Ptil og ett av operatørselskapene trekker frem læring på tvers av innretninger, i det enkelte selskap og i industrien som sådan som en utfordring i bransjen. Læring på tvers krever kontinuerlig oppfølging og oppmerksomhet. Det krever også at ledere på konsernnivå følger opp i det enkelte selskap. Denne problemstillingen jobbes det med og det nevnes spesifikt at det er prosesseiers ansvar å implementere læring på ulike nivå i et selskap.

*"Blant utfordringen forbundet med ledelsens rolle for reduksjon av risiko nevnes blant annet problemer i forhold til læring på tvers av avdelinger i desentraliserte organisasjoner. Denne typen læring krever at ledere på konsernnivå følger opp at det skjer en reell læring."* (Ognedal, leder Sikkerhetsforum)

### 4.3.5 Det endrede aktørbildets betydning for HMS

Petroleumsvirksomheten har de siste årene vært gjenstand for store omveltninger i aktørbildet. Fusjonen mellom Statoil og petroleumsvirksomheten i Norsk Hydro har resultert i et selskap som står for om lag 80 % av produksjonen og 50 % av alle innretninger. StatoilHydro er også TSP<sup>20</sup>/operatør for majoriteten av landanleggene. Fusjonen kan tenkes å ha en rekke konsekvenser for HMS.

For det første kan integrasjonsprosessen i seg selv være et risikomoment, gjennom at den legger beslag på store ressurser i organisasjonen. I årsaksanalysen etter Snorre-hendelsen i 2004, ble gjentatte omorganiseringer beskrevet som en faktor som kan ha bidratt (indirekte) til at hendelsen fant sted (Schiefløe et al. 2005). Selv om omorganiseringene skjedde langt på vei "etter boken", kan de ha

<sup>19</sup> Total recordable injury frequency

<sup>20</sup> Technical Service Provider



bidratt til å dreie fokus bort fra de operasjonelle, og mot de administrative, delene av virksomheten. Integrasjonen mellom Statoil og Hydro kan tenkes å ha lignende konsekvenser.

For det andre innebærer fusjonen at det skapes en svært stor og heterogen organisasjon, med de utfordringene det medfører for sikkerhetsstyring. Møtet mellom kulturer og ulike prinsipper for organisering og sikkerhetsstyring kan potensielt innebære en utfordring både for StatoilHydro selv og for tilsynsmyndighetene.

For det tredje blir StatoilHydro en svært mektig aktør i den norske olje- og gassindustrien. Dette innebærer blant annet at entreprenørselskapene i enda større grad kommer i et avhengighetsforhold overfor kunden, ettersom det finnes få alternative kunder på norsk sokkel.

Et annet viktig utviklingstrekk er de nye aktørene som har kommet til i løpet av de siste årene (Westby og Forseth, 2008). Fra 2003 til 2008 ble 31 nye selskaper prekvalifisert som operatører<sup>21</sup> i norsk petroleumsvirksomhet<sup>22</sup>. Siden 2003 er det foreløpig kun Marathon Petroleum av de nye operatørene som har en innretning i produksjon. Det har også i samme periode kommet seks nye redere på norsk sokkel<sup>23</sup>.

Ifølge Ptils rapport "Sikkerhet – status og signaler 2007-2008" så viser de til at det kan synes som om noen av de nye selskapene på sokkelen ikke er godt nok kjent med de plikter som følger rettighetene de har fått. Noen av de nye selskapene setter bort ansvar og gjennomføring av oppgaver til kontraktører, og opererer selv med minimumsbemanning. Ptil understreker at selskapene selv må besitte nødvendig kompetanse for å ivareta regelverkskravene i virksomheten.

Nye entreprenørselskaper har etablert seg i petroleumsnæringen både offshore og på land, og vi har sett at flere entreprenørselskaper i løpet av få år har opplevd mer enn en dobling av arbeidsstokken.

#### *4.3.5.1 I intervjuene har informantene blitt bedt om å vurdere hvordan det endrede aktørbildet kan påvirke betingelsene for HMS i virksomheten. Fusjonen mellom Statoil og Norsk Hydro*

Et flertall av informantene ser mulige utfordringer knyttet til StatoilHydros dominerende posisjon i norsk petroleumsvirksomhet. Særlig fra arbeidstakersiden ble det uttrykt bekymring for at Statoil-Hydro blir svært mektig i forhold til andre aktører i bransjen:

*"De er så store at ikke engang statsministeren kan skubbe seg på Helge Lund snart. De har blitt så store at det skal noe til å påvirke StatoilHydro, og få dem til å endre kurs eller gjøre noe på en annen måte. Mister du en kontrakt hos dem, som leverandør, så mister du oljebransjen som næringskilde. Det skal godt gjøres i alle fall, å leve av småselskapene."* (Furre og Erikstein, SAFE)

En mulig økning i markedsmakten gjøres gjeldende for alle typer entreprenører som har petroleumsvirksomheten som primære inntektskilder.

*"Det medfører en risiko for alvorlig disiplinering på mange områder. Det gjelder alle typer leverandører, også de som skal levere forskningsrapporter og drive oppdragsforskning. Da er det fort at en ender opp med det som heter Texas sharp-shooting. Det er at du skyter på låveveggen, og så tegner du blinken rundt kulehullet etterpå. Hvis en ikke leverer det de liker, så kan det hende at en får trøbbel senere."* (Furre og Erikstein, SAFE)

<sup>21</sup> Operatør defineres som "den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten" (Petroleumsloven §1-6, k)

<sup>22</sup> Kilde: [www.npd.no](http://www.npd.no).

<sup>23</sup> Disse er: Diamond Offshore Drilling, Ocean Rig, Stena, Island Offshore, SOM og Teekay ([www.ptil.no](http://www.ptil.no))



Andre uttrykker også bekymring for at StatoilHydro skal trekke seg ut av OLF, og at det dermed vil bli betydelig dårligere vilkår for partssamarbeid i bransjen.

Sett i et maktperspektiv, kan bekymringene som informantene beskriver her knyttes opp mot former for makt<sup>24</sup>. For det første er en bekymret for om den økte markedsmakten kan være basis for direkte påvirkning mot andre aktører i bransjen, eksempelvis leverandører og bransjesammenslutninger. I tillegg kommer en mer indirekte maktform som bunner i at en så stor aktør vil kunne bli en mektig premissgiver for hvilke tema som settes på agendaen i bransjen. Det er påpekt i andre studier at en slik indirekte makt kan føre til en "ensretting" av sikkerhetstenkingen i den norske olje- og gass-industrien, som på sin side kan være ugunstig for læringsevnen til selskapene (Nævestad 2008; Antonsen 2009).

Det er imidlertid viktig å understreke at bekymringene rundt StatoilHydros markedspekt utelukkende dreier seg om forhold som *potensielt* kan være problematiske. Det er ingen informanter som har gitt eksempler på at StatoilHydro har verken brukt eller misbrukt sin stilling som den dominerende aktøren på sokkelen. OLF understreker tvert om at de opplever StatoilHydro som en konstruktiv bidragsyter i bransjen. OLF er i mindre grad enn fagforeningene bekymret for StatoilHydros markedspekt.

Makt er heller ikke et utelukkende negativt fenomen. Den økte markedsmakten kan også tenkes å ha positive aspekter, ved at selskapet kan bli en pådriver i HMS-arbeidet på norsk sokkel. Informanter fra StatoilHydro uttrykker også bevissthet rundt selskapets økte innflytelse på sokkelen, og mener denne innflytelsen forplikter til å bidra med å sette høye HMS-standarder på sokkelen.

#### 4.3.5.2 Økning i antallet mindre operatører på norsk sokkel

Når det gjelder økningen i antallet mindre operatører på norsk sokkel, er det høy grad av enighet blant informantene om at de små aktørene møter utfordringer i forhold til å ha tilstrekkelige systemer og kompetanse til å ivareta HMS, og personellressurser til å ivareta beredskap. Den samme bekymringen uttrykkes som tidligere nevnt i Ptils rapport "Sikkerhet – status og signaler 2007-2008". Til tross for at det gjerne er personer med lang bransjeerfaring i nøkkelroller i disse selskapene, er det i liten grad rom for noe stort fagmiljø på HMS i disse organisasjonene.

Videre pekes det også på at de mindre operatørene har en del å lære når det gjelder å finne en konstruktiv rolle i bransjefora som OLF og Norsk Rederiforbund. Slike særnorske kollektive strukturer kan være vanskelig å forstå for nye aktører. Både Ptil og flere av fagforeningene gir også uttrykk for at det økende antallet selskaper innebærer utfordringer for Ptil, særlig i forhold til veiledningsrollen som tilsynet skal ha overfor selskapene.

Det økte antallet operatører bringer også med seg et potensial for en positiv utvikling. De nye operatørene er mindre og mer fleksible. Selskaper som opererer med nybygde innretninger får muligheten til å designe innretningene for å utnytte mer av potensialet ved integrerte operasjoner. I tillegg er det informanter som mener at de nye selskapene kan bringe inn nye tanker som kan bidra til å utfordre etablerte standarder og tenkemåter. Dette kan på sin side bidra til økt læring i bransjen.

#### 4.3.5.3 Andre endringer i aktørbildet

I tillegg til de ovennevnte endringene i aktørbildet, er det også noen få informanter som trekker fram at aktørbildet har endret seg også på entreprenørsiden. For eksempel har det kommet til nye bemannings-selskaper, i tillegg til at flere entreprenører som tradisjonelt har hatt oppdrag i andre bransjer, har begynt å tilby tjenester til petroleumsnæringen. Det påpekes at dette kan være en kompetansemessig

<sup>24</sup> Makt defineres her i henhold til Lukes' (1974) modell om maktens tre "ansikter". I denne defineres makt som 1) den evnen en aktør har til å få andre aktører til å gjøre noe de ellers ville gjort, 2) Evnen til å påvirke agendaer for beslutningstaking, og 3) evnen til å påvirke andre aktørers meningskonstruksjon.



utfordring, ettersom disse aktørene ikke alltid har førstehåndskjennskap til arbeidssituasjon og kjemisk arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten.

### 4.3.6 Særlig risikoutsatte grupper

Entreprenøransatte er gjerne mer utsatte for risiko enn ansatte i operatørselskaper (Mayhew et al. 1997; Clarke 2003). Spørreskjemaundersøkelsen som ble utført som en del av RNNP i 2007 viser at entreprenøransatte svarer mer negativt på en rekke indikatorer relatert til sikkerhetsklime, kompetanse og prosedyrer. Dette gjelder både offshore og på landanleggene. Resultater fra Ptils tverrgående tilsyn<sup>25</sup> viser at dette også gjelder i den norske petroleumsnæringen. Dette gjelder blant annet personell involvert i brønnservice og overflatebehandling. Tilsyn med leverandørselskapene har vist at de i mindre grad enn operatørselskap har velfungerende systemer for kartlegging og vurdering av risiko. Forskjeller mellom gruppene forklares ofte med å henvise til faktorer som tidspress, kontrakter, ansettelsesforhold og arbeidsorganisering (som f. eks *nomadetilværelse*) (Hansson et al., 2008). I tillegg til disse faktorene finnes det noe forskning som peker på at forskjeller i makt og statusforhold mellom fast ansatte og innleide entreprenører kan være en kilde til økt risiko for sistnevnte gruppe (Collinson 1999; Antonsen, under publisering).

Under intervjuene kom det frem at utfordringer i forhold til særlig risikoutsatte grupper er ett av de temaene det er størst enighet om blant informantene. Situasjonen for særlig risikoutsatte grupper har også vært et satsningsområde for så vel myndigheter som fagforeninger. De gruppene av arbeidstakerne som nevnes hyppigst som særlig risikoutsatte, tilhører de såkalte ISO-fagene (isolasjon, stillas og overflatebehandling). I tillegg nevnes også personell innen catering, kran og løft, boring og brønnservice. Disse gruppene oppfattes som særlig utsatte for risiko knyttet til støy, kjemikalier og arbeidsbetinget sykdom.

En fellesnevner for flere av de gruppene som trekkes frem i intervjuene, er at det ofte er snakk om entreprenøransatte. Dette forholdet må ses i sammenheng med at entreprenøransatte er overrepresentert i utføringen av manuelt arbeid i næringen, og blir dermed mest direkte eksponert for risiko knyttet til for eksempel personskader, støy og kjemikalier. En rekke av informantene, særlig på arbeidstakersiden, relaterer også forskjellene mellom operatør og entreprenøransatte grupper til statusforskjeller og ulike rammebetingelser. Informanten fra fellesforbundet beskriver disse forskjellene på følgende måte:

*"Vi har tre virkeligheter ute i Nordsjøen: Du har én virkelighet som gjelder operatørselskapene og deres ansatte (...) det er de som stiller rammevilkårene for resten av næringskjeden. Den andre virkeligheten, det er hovedleverandørselskapene og deres ansatte. De har det sikkert like tøft de, opp mot operatørselskapet, men for de som representerer underleverandørene og deres ansatte, så er det en helt annen virkelighet. De er ofte Nordsjøens jordbærplukkere, både i forhold til helse, miljø og sikkerhet og det som går på lønns- og arbeidsvilkår. De er helt sist i næringskjeden."* (Eggum, Fellesforbundet)

Informantene fra SAFE peker på at petroleumsnæringen har en kultur for å fokusere på operatørdelen av virksomheten, og å prioritere teknisk sikkerhet foran fysisk arbeidsmiljø. Samtidig påpekes det fra fagforeningene at det har skjedd mye de siste årene som har bidratt til å sette problemer relatert til fysisk arbeidsmiljø og risikoutsatte grupper på dagsordenen.

I tillegg til de gruppene nevnt ovenfor, nevnes også ledere på land som en gruppe som kan være særlig utsatt for risiko i form av høy arbeidsbelastning. Dette gjelder både ledere på landanleggene, og ledere i landorganisasjonen for virksomheten på sokkelen. En av informantene, en HMS-leder, understreket også at overgangen til integrerte operasjoner kunne øke arbeidspresstet ytterligere. Mens ledere på land

<sup>25</sup> Kilde: Presentasjon av Irene B. Dahle (Ptil)

([http://www.safe.no/dokumenter/Risikoutsatte%20grupper\\_Ptil\\_Irene%20Dahle.pdf](http://www.safe.no/dokumenter/Risikoutsatte%20grupper_Ptil_Irene%20Dahle.pdf))



skal jobbe åtte timer per dag, fem dager i uken, går produksjonen 24 timer i døgnet, syv dager i uken. Informanten mente dette kunne skape økte forventninger til tilgjengelighet utover normal arbeidstid. Dette introduserer en litt annen type risiko enn den som gjelder for mesteparten av andre risikoutsatte grupper. Mens de gruppene som tradisjonelt har vært ansett som særlig risikoutsatte er eksponert for forhold i det *fysiske* arbeidsmiljøet, gjelder problematikken for ledere mer forhold knyttet til det *psykososiale* arbeidsmiljøet, nærmere bestemt avveiningen mellom jobb og fritid. Det at informantene trekker fram ledere som en risikoutsatt gruppe er verdt å merke seg, ettersom ledere er viktige premissgivere i sikkerhetsarbeidet i resten av virksomheten.

Ut fra disse beskrivelsene blir det tydelig at problematikken rundt særlig risikoutsatte grupper først og fremst blir knyttet til arbeidsmiljø vidt definert. De fleste informantene vurderer det slik at det er grupper *offshore* som er potensielt mest risikoutsatte. Flere av informantene fra landanleggene svarer at de ikke kjenner seg helt igjen i problematikken. De peker på at selv om landanleggene har en del arbeidsoppgaver forbundet med risiko, er disse primært knyttet til utbygging og i mindre grad med normal drift. Det at informantene fra landanleggene ikke kjenner seg helt igjen i problematikken rundt særlig risikoutsatte grupper trenger imidlertid ikke å bety at dette ikke er et problem på landanleggene. Muligens er uttrykket "risikoutsatte grupper" mer et offshoreuttrykk, ettersom det her gjerne referer til grupper som jobber under *nomadebetingelser* og som faller inn under det som ble betegnet som "*Nordsjøens jordbærplukkere*" av én informant. Dette er egenskaper som gjelder primært for virksomheten på sokkelen.

Flere av informantene på landanleggene er inne på at ISO-fagene<sup>26</sup> innebærer eksponering for kjemikalier og støy, noe som indikerer at problematikken også er relevant her. Dette bekreftes gjennom Ptils tilsynserfaring på landanleggene vedrørende identifisering og oppfølging av risikoutsatte grupper. En hovedkonklusjon fra denne tilsynsrekken er at det er utfordringer knyttet til blant annet kartlegging og vurdering av risikoforhold for entreprenøransatte grupper på land. HMS-informasjon til utenlandske ansatte er også identifisert som et forbedringspunkt i flere av disse tilsynsaktivitetene. Erfaringer fra tilsynsaktivitetene både på land og offshore tyder på at det ikke er mindre utfordringer knyttet til virksomhetenes identifisering og oppfølging av risikoutsatte grupper på landanleggene enn det er offshore.

På spørsmål om *hvorfor* akkurat disse gruppene er særlig risikoutsatte, pekes det på kontraktsvilkår og rammebetingelser mer enn på arbeidsoppgavene i seg selv. På sokkelen er det flere av de risikoutsatte gruppene som arbeider under såkalte *nomadebetingelser*, det vil si de at forflyttes fra innretning til innretning for å utføre avgrensede oppdrag. Dette gjør det vanskelig for denne gruppen å sette seg inn i risikobildet for fremtidige jobber. På samme tid er de lite integrerte i organisasjonene på de ulike innretningene og kan dermed ha få kanaler for å melde fra om bekymringer vedrørende risikoeksponering. Det påpekes også at det er store forskjeller mellom leverandørene når det gjelder systemer, grad av oppfølging og kompetanse vedrørende fysisk arbeidsmiljø:

*"Vi som er store har bedriftshelsetjeneste som besøker rigger, lange kontrakter etc., så dette er greit for oss. Men i en liten bedrift har en ikke nok ressurser til å drive alt dette. For de bedriftene som leier inn felles bedriftshelsetjeneste er det ikke sikkert de har den nødvendige informasjonen om de som er risikoutsatte."* (HMS-leder)

Det er bred enighet om at det har blitt mer oppmerksomhet rundt situasjonen for risikoutsatte grupper. Samtidig beskrives det et betydelig forbedringspotensial på flere områder. Foruten at oljeselskapene bør fokusere på å oppnå like forhold mellom operatør-, entreprenør-, og underleverandøransatte, nevnes også kompetanseheving hos operatører og entreprenører vedrørende arbeidsbetinget sykdom, kjemikaliehåndtering og bruk av verneutstyr.

<sup>26</sup>ISO står for isolasjon, stillas og overflatebehandling



I Ptils definisjon av risikoutsatte grupper inngår risiko for personskade i tillegg til risiko for sykdom. Under intervjuene ble personskadeforhold i liten grad trukket frem, og det kan virke som om begrepet risikoutsatte grupper først og fremst blir forstått som grupper med særlig risiko for sykdom. I Ptils videre arbeid i forhold til særlig risikoutsatte grupper, vil imidlertid risiko for personskade fortsatt inngå som en viktig del.

### 4.3.7 Partssamarbeid

Samarbeidet mellom partene i petroleumsvirksomheten beskrives som svært godt av de fleste informantene, og særlig nevnes det gode samarbeidet i Sikkerhetsforum og Samarbeid for Sikkerhet (SfS). Petroleumstilsynet får her ros for at de gjør en god jobb som tilrettelegger for partssamarbeidet i Sikkerhetsforum. Samarbeidet beskrives som at det er *høyt under taket med livlige diskusjoner*, og at partene kan få *luftet ut saker* på en trygg arena. For øvrig karakteriseres samarbeidet som at det er preget av åpenhet, ærlighet og gjensidig tillit. Her blir ulike HMS-utfordringer i bransjen drøftet åpent mellom partene. Saker som Livbåtprosjektet, kjemikaliehåndtering og regelverk blir nevnt som gode eksempler på partssamarbeid.<sup>27</sup> Generelt opplever fagforeningene i petroleumsvirksomheten at de har innflytelse og påvirkningskraft i saker som de engasjerer seg i. De forteller at de er godt involvert og at de bidrar til å utvikle bedre sikkerhet i samarbeid med de andre partene. Følgende sitater illustrerer det gode partssamarbeidet.

*"På land er Sikkerhetsforum arenaen for partssamarbeid. Her er det aldri nei til å ta opp saker som har med sikkerhet i petroleumsvirksomheten å gjøre. Vi lærer av hverandre i Sikkerhetsforum. Hva er effekten av partssamarbeidet? Å luften saker over bordet, snakke sammen, forstå hverandres synspunkter og enes om enkeltsaker - det gagnar sikkerheten. Det er et pluss å være med på prosessen. Eierskapet til saker er en viktig effekt av partsamarbeidet. Tillit er nøkkelen til godt samarbeid."* (Høgestøl, Norges Rederiforbund)

*"Det var i Sikkerhetsforum vi startet å aksjonere. Det er et bra forum for oss, og det er vår viktigste arena. Vi fremmer uenighet i forumet på en saklig og ryddig måte. Det er en faglig fremstilling av sakene. Samarbeidet mellom partene er preget av gjensidig respekt."* (Erikstein og Furre, SAFE)

*"Når man bygger nye enheter på norsk sokkel, så tar man med arbeidstaker representantene. Det som er spesielt med Norge i forhold til resten av verden er åpenhet og ærlighet mellom partene. Fagbevegelsen har innflytelse. Vi prøver å bidra positivt i forretningslivet - det er vår rolle. Vi påser at næringen oppfører seg slik den skal. Det er etablert tillit - mellom fagforeninger, og mellom fagforening og arbeidsgiver".* (Karlsen, Industri Energi)

Det oppleves som en fordel at alle aktørene i bransjen har en forståelse for at partssamarbeid er viktig. Fagforeningene, OLF og Ptil fremhever at partssamarbeidet generelt er en stor fordel for sikkerhetsarbeidet og noe som skiller norsk virksomhet fra andre land. Det påvirker sikkerheten i en positiv retning at en deler erfaringer og synspunkter med andre parter. Her er det mye kompetanse som kan bidra på en konstruktiv måte hvis samarbeidet blir organisert godt.

Mange av informantene er opptatt av at OLF har en svært viktig rolle i petroleumsvirksomheten, ved at de utvikler samarbeid og allianser mellom alle aktørene i bransjen. OLF selv sier at trepartssamarbeidet er mer et firepartssamarbeid mellom arbeidstakere, operatør, kontraktør og myndigheter. OLF karakteriserer samarbeidet som konstruktivt og fruktbart. Fagforeningene er opptatt av at dette samarbeidet utvikles slik at det ikke blir to fronter. Hvis ikke mener de at det kan det gå utover

<sup>27</sup> Sommeren 2005 ble det avdekket en rekke alvorlige forhold ved fritt fall-livbåtene på innretninger i Nordsjøen og Norskehavet. Industrien ved Oljeindustriens Landsforening (OLF) etablerte på bakgrunn av situasjonen et livbåtprosjekt for å arbeide videre med tiltak for å utbedre forholdene.



sikkerheten. Det blir sagt at OLF og fagforeningene er avhengig av hverandre, og at resultatet av dårlig partssamarbeid fører til ekstraarbeid for OLF.

Sikkerhetsforum har fått nye medlemmer for å inkludere arbeidslivets parter på landanleggene. Det er et viktig funn i undersøkelsen at disse nye representantene sier at de blir inkludert og hørt på partsamarbeidsarenaene på lik linje med de andre representantene.

### 4.3.8 Sammenligning med tidligere intervjuer

Sammenlignet med intervjuer utført i 2001, 2002 og 2003 ser vi i år at det er mye større grad av samstemthet mellom arbeidsgiver og arbeidstakersiden når det gjelder tilnærming i sikkerhetsarbeidet og vurdering av viktige utfordringer.

Når det gjelder tilnærming i sikkerhetsarbeidet stod det følgende i rapporten Risikonivå norsk sokkel (RNNS) 2001:

*”Som i fjor, så ser vi at fagforeningene er mest opptatt av medvirkning, trygge arbeidsplasser, økonomi og gode rammebetingelser. Representantene for selskapene fokuserer mye på individuelle faktorer som holdninger, adferd og lederopplæring, og mindre på kollektive faktorer som verdier, normer og gruppepress. Og i de ”kulturprosjektene” som er iverksatt kan det virke som om ledere i liten grad trekker inn rammebetingelser som økonomi, organisasjon og teknologi (selv om ledere ofte trekker frem økonomi som en viktig rammebetingelse for HMS-arbeidet i andre sammenhenger).”<sup>28</sup>*

Med andre ord finner vi i intervjumaterialet fra 2001 en klar motsetning mellom arbeidsgiver og arbeidstakersidens vektlegging av årsaksforhold knyttet til personskader og storulykkesrisiko.

I intervjumaterialet fra 2003 ser vi at partene har nærmet seg hverandre noe i forhold til dette:

*”Alle som ble intervjuet mente at en god HMS-kultur er viktig, men også i år ser vi at det er forskjeller mellom partene i hva man legger i begrepet. Alle de store selskapene har i dag iverksatt et eller flere kulturprosjekter, og Mikkelsen<sup>29</sup> mente at den forbedringen som har vært innen sikkerhet de siste årene kan tilskrives satsningen på kultur. Fagforeningene bifaller med visse forbehold en del av disse prosjektene, men uttrykker bekymring for at det vil bli den enkelte ansatte som blir sittende igjen med skylden i forbindelse med ulykker og at satsningen på HMS-kultur skal bli ensbetydende med personfokus og ”symbol safety” (ref. for eksempel Furre og Erikstein, OFS)<sup>30</sup>. Selnes<sup>31</sup> understreker at ”vi må ha fokus både på individ og rammebetingelser, og vi må jobbe på flere nivåer.” På tross av en del uenigheter ser vi at både fagforeningssiden og arbeidsgiversiden nå har en forholdsvis kompleks forståelse av kulturbegrepet, og at de vektlegger noen av de samme faktorene. Dette kan gi grunnlag for en felles forståelse i fremtiden”*

Det er interessant å merke seg at vi i årets intervjumateriale ikke finner den samme motsetningen mellom partene. Vi ser nå at også arbeidsgiversiden i enda større grad vektlegger strukturelle forhold som organisasjon og teknologi, når de beskriver viktige utfordringer og tilnærminger på HMS-området. Til og med på området ”etterlevelse av prosedyrer” som tidligere fra selskapenes side ofte ble forklart ved å referere til individuelle holdninger, blir nå forklart som et spørsmål om opplæring, kompleksitet i prosedyreverk og ledelsesoppfølging.

<sup>28</sup> Rapport Uvikling i risikonivå – norsk sokkel Fase 2, 2001

<sup>29</sup> Johan Kristian Mikkelsen, direktør fra Norsk Hydro Troll Forretningsenhet

<sup>30</sup> Halvor Erikstein og Roy Erling Furre er også intervjuet i år. OFS har skiftet navn til SAFE.

<sup>31</sup> Per Otto Selnes, viseadministrerende direktør fra OLF



Individuelle faktorer, som hadde en sentral plass i de tidligste *kulturprogrammer* er med andre ord tonet ned og isfjellteorien legges ikke lenger på samme måte som tidligere til grunn for HMS-arbeidet. Dette bidrar trolig til større grad av samstemthet mellom partene i næringen.

Selv om enkelte representanter for arbeidstakersiden sier at det fremdeles er et for stort fokus på *kutt i fingeren* i forhold til storulykkesrisiko er partene i år enige om at storulykkesperspektivet har fått større plass og at en nå har en mer proaktiv tilnærming gjennom å lære av hendelser. Texas City og Snorre A hendelsene har ifølge både arbeidstaker og arbeidsgiversiden bidratt til denne dreiningen.

### 4.3.9 RNNP – Nytteverdi og forbedringspotensial

De fleste informantene mener RNNP er et viktig prosjekt. Dette gjelder både for arbeidstaker- og arbeidsgiversiden, samt Petroleumstilsynet. Mulighetene prosjektet gir til å holde oversikt med utviklingen av risiko på et aggregert nivå det vil si for hele næringen, er det de fleste trekker fram som viktig med prosjektet. Det er likevel identifisert flere forbedringsområder. Det er hovedsakelig representanter fra landanleggene som har kritiske kommentarer.

RNNP ble første gang gjennomført som et pilotprosjekt i 2000. Siden 2001 har det årlig kommet ut rapporter. Som kjent beskriver en del av RNNP rapporten utviklingen i forhold til definerte fare- og ulykkessituasjoner (DFU<sup>32</sup>) og i forhold til enkelte indikatorer på arbeidsmiljøområdet. Spørreskjemaundersøkelse gjennomføres annen hvert år. I 2007/08 ble det for første gang gitt ut en egen RNNP rapport for landanleggene i tillegg til sokkelrapporten. Spørreundersøkelse ble da også for første gang gjennomført på landanleggene. Det er utarbeidet et eget spørreskjema for land. Representanter for de ulike landanleggene deltok i en arbeidsgruppe for å utarbeide et spørreskjema som var relevant for forholdene på land.

Den delen av RNNP som måler risikonivå basert på et sett indikatorer (definerte fare- og ulykkesituasjoner) er det enighet om at er til god hjelp hvis en ønsker å se på risikonivå for hele virksomheten. Enkelte er derimot opptatt av at en ønsker mer kontinuerlig oppdatering på tilstanden beskrevet av indikatorene, slik at en blir bedre i stand til å justere i løpet av en periode. Samtidig ser mange i den operative delen av bransjen et potensial i forhold til å utnytte indikatorene bedre. Det er fortsatt mange som ikke bruker indikatorene aktivt i sitt arbeid, og mener dette i hovedsak skyldes at deres selskap/bedrift har egne indikatorer på det samme forholdet.

Når det gjelder spørreskjemaundersøkelsen i RNNP trekker informantene fram at denne også er viktig for å måle utvikling over tid på et *aggregert nivå*. Representantene for L-8 som ble intervjuet i denne undersøkelsen sier imidlertid at det er problemer knyttet til når resultatene av undersøkelsen skal brukes på *lokalt nivå* og på veldig konkrete problemstillinger. Representantene fra L-8 opplever at de får problemer med å iverksette tiltak på "*sitt*" anlegg i forhold til utfordringer som er identifisert gjennom spørreundersøkelsen.

Representantene for L-8 sier også at spørreundersøkelsen først og fremst er rettet mot sokkelen. Dette forholdet blir eksemplifisert ved at begrepsbruken i undersøkelsen ikke i tilstrekkelig grad er tilpasset landanleggenes virksomhet. Informantene trekker også fram enkelte utsagn fra undersøkelsen som de mener er feiltolket i analysen. De viser til at det er uenighet med henhold til hva utsagnene måler og hva som er årsaken til at svarene er som de er. Som eksempel på utsagn nevner informantene "det oppstår farlige situasjoner på grunn av at ikke alle snakker samme språk" fra spørreskjemaet i RNNP. Her opplever det som uklart hvorvidt svarene som gis er *generelle* vurderinger vedrørende mulige konsekvenser av språkproblemer (det vil si uten at en nødvendigvis har opplevd dette som et problem på sin arbeidsplass), eller hvorvidt det skal tolkes som uttrykk for at en *har opplevd* konkrete situasjoner hvor dette har vært et problem.

<sup>32</sup> For eksempel gasslekkasjer eller skip på kollisjonskurs med innretninger



Representantene landanleggene ser det også som en utfordring at spørreundersøkelsen kommer i tillegg til eget selskapsverktøy for måling av risikonivå, og at initiativet fra Ptil derfor ikke ses på som nødvendig for egen virksomhet.

Det som kommer klarest fram i intervjumaterialet er at representanter for landanleggene vurderer at det å gjøre kartleggingen mer relevant for landanleggenes virksomhet er det viktigste forbedringsområdet knyttet til RNNP. Informantene både offshore og på land peker også på at spørreskjemaundersøkelsen er mest relevant på aggregert nivå. Selskap i petroleumsvirksomheten har imidlertid mulighet til å bestille data fra spørreskjemaundersøkelsen i regi av RNNP for eget selskap og for hvert landanlegg eller innretning til havs. I tillegg er det mulig, via Ptils internettside [www.ptil.no](http://www.ptil.no) å hente ut spørreskjemadata knyttet til f.eks. bransje, stillingskategori, operatør/entreprenøransatt. Svarene fra informantene tyder på at disse mulighetene til å kategorisere data etter behov ikke er tydelig nok kommunisert fra Ptils side.

## 4.4 Konklusjon

### *Positiv utvikling i risikonivået – tiltak som virker*

Både representanter fra arbeidsgiversiden, fagforeningene og myndighetene opplever at det har vært en positiv utvikling i bransjen de siste fem årene, til tross for at utviklingen har flatet ut uten de dramatiske forbedringene. De fleste påpeker at det er mer fokus på HMS i forhold til tidligere, og at det er skapt en kultur for å jobbe sikkert. Det er en nedgang i hendelser i forhold til sentrale indikatorer, spesielt nevnes gasslekkasjer og brannhendelser. Andre positive forhold som nevnes er; økt fokus på og utvidet forståelse for storulykkesrisiko, mer systematisk læring hos ledelsen for å unngå storulykker, økt fokus på kjemisk helsefare, bedre risikovurderinger gjennom felles rutiner og prosedyrer. Sist men ikke minst så blir partssamarbeidet understreket av alle som en nøkkel til stadig forbedring på sikkerhetsområdet, og da særlig SfS og Sikkerhetsforum. Sikkerhetsforum har fått nye medlemmer for å inkludere arbeidslivets parter på landanleggene. Det er et viktig funn i undersøkelsen at disse nye representantene sier at de blir inkludert og hørt på partsamarbeidsarenaene på lik linje med de andre representantene.

Sett fra landanleggenes ståsted så sier også L-8 representantene at det har vært en positiv utvikling når det gjelder risikoutviklingen. Den positive utviklingen består av at det er høyere ambisjoner for landanlegg - med økt ledelsesfokus og en mer entydig HMS-prioritering. Det ble imidlertid sagt at det er forskjell på anlegg bygget på 60-tallet i forhold til nybygde anlegg, og at på de nye anleggene så oppleves risikoen å være mindre.

### *Viktige HMS-utfordringer i dag og fremover*

De utfordringene som informantene trakk frem som spesielt viktige og som næringen og myndighetene bør ta tak i er; ledelse og risikoforståelse, mangel på kompetanse, endret aktørbilde, etterlevelse av prosedyrer og vedlikeholdsstyring av gamle anlegg og innretninger.

Selv om storulykkesrisiko har blitt vektlagt sterkere og en har en mer systematisk tilnærming for å lære av alvorlige ulykker, så er det fortsatt rom for forbedringer. Informantene er opptatt av at næringen har et forbedringspotensial knyttet til læring av hendelser. Dette er også et tema som Ptil er svært opptatt av. I Ptils granskninger av hendelser med storulykkespotensial er manglende etterlevelse av prosedyrer en gjenganger.

En annen svært viktig HMS-utfordring som *alle* parter, operatørselskaper og entreprenørselskaper fremhever er mangel på kompetanse. Opplæring og kursing av entreprenøransatte er påpekt som en særlig utfordring. Mangelfull kompetanse knyttes også opp til et høyt aktivitetsnivå med introduksjon av nye aktører og en rask vekst i enkelte entreprenørselskaper. Det er uttrykt bekymring blant informantene om at utilstrekkelig opplæring de siste årene kan føre til negative HMS-konsekvenser.



Endring i aktørbildet gjennom StatoilHydro fusjonen, og at flere mindre oljeselskaper og entreprenørselskaper er blitt en del av norsk petroleumsvirksomheten kan bli en utfordring fremover. Ptil har en viktig tilsynsrolle særlig overfor de mindre selskapene som har mindre erfaring med norsk petroleumsvirksomhet sammenlignet med de store og erfarne aktørene.

Ptil har dokumentert mangelfull vedlikeholdsstyring i tilsynsaktiviteter. Vedlikeholdsstyring i forhold til aldring av innretninger og landanlegg og levetidsforlengelse offshore vurderes også av informantene til å være en stor sikkerhetsmessig utfordring i dag og fremover.

### *Større grad av felles forståelse mellom partene*

I intervjumaterialet fra 2001, 2002 og 2003 finner vi en klar motsetning mellom arbeidsgiver og arbeidstakersidens vektlegging av årsaksforhold knyttet til personskader og storulykkesrisiko. Fagforeningene er mest opptatt av medvirkning, trygge arbeidsplasser, økonomi og gode rammebetingelser for arbeidstakerne. Representantene for selskapene fokuserer mye på individuelle faktorer som holdninger, adferd og lederopplæring.

Det er interessant å merke seg at vi i årets intervjumateriale ikke finner den samme motsetningen mellom partene. Vi ser nå at også arbeidsgiversiden i enda større grad vektlegger strukturelle forhold som organisasjon og teknologi, når de beskriver viktige utfordringer og tilnærminger på HMS-området. Individuelle faktorer er nedtonet og *isfjellteorien* legges ikke lenger på samme måte som tidligere til grunn for HMS-arbeidet. Dette bidrar trolig til større grad av samstemthet mellom partene i næringen.

Selv om enkelte representanter for arbeidstakersiden sier at det fremdeles er et for stort fokus på personskader i forhold til storulykkesrisiko er partene enige om at storulykkesperspektivet har fått større plass og at en nå har en mer proaktiv tilnærming gjennom å lære av hendelser. Texas City hendelsen har ifølge både arbeidstaker og arbeidsgiversiden bidratt til denne dreiningen.

### *RNNP*

De fleste informantene mener RNNP er et viktig prosjekt. Dette gjelder både for arbeidstaker- og arbeidsgiversiden, samt Petroleumstilsynet. Mulighetene RNNP gir til å holde oversikt med utviklingen av risiko på et aggregert nivå, er det de fleste trekker fram som viktig. Det er likevel identifisert noen forbedringsområder knyttet til spørreskjemaundersøkelsen i RNNP og det er hovedsakelig representanter fra landanleggene som har lagt fram kritikk. RNNP undersøkelsen ble gjennomført første gang på land i 2007/08. Representanter for landanleggene har påpekt at det å gjøre kartleggingen mer relevant for landanleggenes virksomhet er det viktigste forbedringsområdet.



## 5. Risikoindikatorer for helikoptertransport

DFU 12 Helikopterhendelse omfatter all persontransport ved bruk av helikopter relatert til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel.

Samarbeidet mellom Luftfartstilsynet og Petroleumstilsynet ble etablert i fase 3, i henhold til intensjonen i "NOU 2002:17 Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel, delutredning nr. 2: Utviklingstrekk, målsettinger, risikopåvirkende faktorer og prioriterte tiltak" (Statens forvaltnings-tjeneste, 2002), er videreført i arbeidet med risikoindikatorer for 2008. Helikopteroperatørene har vært aktivt involvert i prosessen ved oversendelse av hendelsesdata og produksjonsdata, samt vurdering av etablerte hendelsesindikatorer og aktivitetsindikatorer.

I løpet av den perioden RNNP har samlet inn data, har det ikke vært ulykker på norsk sokkel. Den siste helikopterulykken med omkomne, på norsk sokkel, skjedde med et helikopter på vei til Nornefeltet i 1997. På verdensbasis har det vært flere ulykker i perioden, bl.a. tre alvorlige ulykker så langt i 2009, i tilknytning til offshore helikoptertrafikk. Den 18. februar var det en kontrollert nødlanding med en Super Puma EC-225 maskin, rett ved siden av en plattform på ETAP-feltet på Britisk sokkel der alle ombordværende raskt ble reddet av SAR-helikopter og en "Daughter Craft". Den 12. mars var det en ukontrollert nødlanding på Kanadisk sokkel utenfor Newfoundland med en overlevende og 17 omkomne, og den 1. april omkom 16 personer da en Super Puma L2 maskin styrtet i havet utenfor Skottland. I Norge ble det gjennomført en kontrollert nødlanding med en Sikorsky S-92 på Tor den 8. april.

Helikopterrelatert risiko utgjør en stor del av den totale risikoeksponering en arbeider på sokkelen utsettes for. Disse hendelsene viser med all tydelighet viktigheten av å ha meget høy fokus på helikoptersikkerhet.

### 5.1 Omfang og begrensninger

Det er foretatt flere endringer i omfang og begrensninger for DFU 12 Helikopterhendelse i Hovedrapporten for 2008 sammenliknet med tidligere rapporter.

#### 5.1.1 Endringer i rapportering og registrering

BSL A 1-3, forskrift om varslings- og rapporteringsplikt i forbindelse med luftfartsulykker og luftfartshendelser mv., (Samferdselsdepartementet, 2006) gjennomgikk en større endring som trådte i kraft 01.07.2007. Dette medførte blant annet at hendelsesklassen driftsforstyrrelse forsvant og rapporteringspliktige hendelser ble kategorisert som luftfartsulykker, alvorlige luftfartshendelser, luftfartshendelser som ikke er alvorlige og andre hendelser. Helikopteroperatørene har følgelig sluttet å registrere hendelser som kategori driftsforstyrrelse, samme type hendelse registreres nå som luftfartshendelse. Da RNNP sorterer hendelsene etter alvorlighet har man valgt å benytte betegnelsen luftfartshendelse for alle kategorier hendelser i det videre arbeidet.

Helikopteroperatørene har skiftet rapporteringssystem fra WinBasis og benytter nå begge Sentinel, en operatør har benyttet systemet hele 2008, mens den andre gikk over i løpet av høsten 2008. Den største endringen dette har medført for RNNP er at man har fått en overgang fra en risikomatrise på 3x3 til en matrise på 5x5. For å kunne sammenlikne data fra 2008 inndelt i 5 alvorlighetsgrader med data fra tidligere år med 3 alvorlighetsgrader og risiko minimal og gjøre endringen konsistent, er det gjort enkelte justeringer av datautvalg fra tidligere års registreringer. Dette vil framgå under den enkelte hendelsesindikator der dette får innvirkning. I de tilhørende figurene er dette merket med brudd mellom 2007 og 2008.



### 5.1.2 Hendelsesdata

Hendelsesdata (heretter betegnet hendelser) omfatter:

- *hendelsestype* i henhold til BSL A 1-3 (Samferdselsdepartementet, 2006) som bygger på EU-direktivene 1994/56 og 2003/42 og dekker ICAO Annex 13 (ICAO, 2006) med en inndeling i luftfartsulykke, alvorlig luftfartshendelse, luftfartshendelser som ikke er alvorlige og andre hendelser. I Hovedrapporten for 2008 inngår alle hendelsestypene med unntak av øvrige avvik, som består av ikke rapporteringspliktige hendelser. I fase 3 ble hendelsestypen alvorlig luftfartshendelse benyttet. Kravet om å skille mellom luftfartshendelse og alvorlig luftfartshendelse ved rapportering ble fjernet i 2001, men er gjeninnført i siste utgave av BSL A 1-3. Det ble tidligere i RNNP-arbeidet besluttet å omklassifisere alvorlig luftfartshendelse til luftfartshendelse i hele perioden. Dette er ikke endret i Hovedrapporten for 2008, se delkapittel 5.1.1.
- *risikoklasse* i henhold til WinBasis modul Air Safety Reports (British Airways Plc., 2003) med en inndeling i alvorlig, høy, medium, lav og minimal. Alle risikoklassene er inkludert med unntak av klassen minimal. Selskapene har skiftet fra WinBasis til Sentinel, se delkapittel 5.1.1, men i Hovedrapporten for 2008 er klassifiseringen fortsatt gjort i henhold til WinBasis' inndeling de tre første kvartal for ett av selskapene. Sentinel benytter en risikomatrise på 5x5, men det refereres ikke til risikoklasser men benyttes kun alvorlighetsgrad for hendelser rapportert i nytt system (Sentinel).
- *alvorlighetsgrad* i henhold til WinBasis med en inndeling i høy, medium og lav, i henhold til Sentinel med inndeling fra 1-5 der 1 er minst alvorlig. I Hovedrapporten for 2008 spesifiseres alvorlighetsgrad for etablerte hendelsesindikatorer.
- *type flyging* omfatter tilbringertjeneste, skytteltrafikk og SAR/Medevac. Treningsflyging og annen opplæring er ekskludert. SAR/Medevac flyging er inkludert i kategorien skytteltrafikk, men volumet spesifiseres ikke da det kun utgjør en ubetydelig andel.
- *fase* omfatter *ankomst*, *avgang*, *underveis* og *parkert*. For 2008 spesifiseres fase for etablerte hendelsesindikatorer, jf definisjon av den enkelte fase under punkt 5.2.
- *helikoptertype* omfatter Eurocopter AS 332L/L1 (Super Puma), Eurocopter AS 332L2 (Super Puma Mk. II), Sikorsky S-61N, Bell 214ST, Sikorsky S-76C+, Sikorsky S-92A og EC225 LP. Sikorsky S-61N er etter andre halvår 2005 ikke lenger i bruk på norsk sokkel, og Sikorsky S-76C+ er ikke benyttet etter første halvår 2007.
- *ankomst til og avgang fra* omfatter det siste involverte avgangs- og ankomststed tilknyttet en hendelse.

Helikopteroperatørene kategoriserer hendelsene i hendelsesklasser og rapporterer til Luftfartstilsynet og Statens Havarikommisjon for Transport (SHT) i henhold til BSL A 1-3 (Samferdselsdepartementet, 2006) og interne operasjonsmanualer. Hendelser kategorisert som ulykke eller alvorlig luftfartshendelse granskes normalt av SHT, og involverte parter mottar endelig rapport. Luftfartstilsynet og/eller SHT kan omklassifisere hendelsene. Gjennomgangen av oversendte hendelser for 2008 tyder på en noe ulik praktisering av retningslinjer for klassifisering hos operatørene, da det i noen tilfeller ikke er samsvar i partenes klassifisering. Det er i denne Hovedrapporten, som i tidligere rapporter, besluttet å benytte helikopteroperatørenes klassifisering av hendelser.

Produksjonsdata er innhentet fra involverte helikopteroperatører, og er inndelt i type flyging (tilbringertjeneste og skytteltrafikk). Her inkluderes flytimer, personflytimer, antall turer, antall passasjerer og antall landinger. Passasjerer og besetning er vurdert samlet.



I Hovedrapporten for 2008 inngår hendelsesdata og produksjonsdata for perioden 1999-2008. Det er gjort korrigeringer på tidligere års produksjonsdata, etter opplysning om justerte tall fra en av operatørene.

## 5.2 Definisjoner og forkortelser

De mest aktuelle definisjoner og forkortelser relatert til DFU 12 Helikopterhendelse er:

|                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Alvorlig luftfartshendelse <sup>33</sup> | <p>Se <i>luftfartshendelse</i></p> <p><i>Anm.:</i> En luftfartshendelse betegnes som alvorlig dersom omstendighetene tilsier at det nesten inntraff en luftfartsulykke</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Alvorlighetsgrad                         | <p>Alvorlighetsgrader etter Sentinels inndeling;</p> <p>5 (Katastrofal): Resulterer i flere omkomne og/eller tap av luftfartøy</p> <p>4 (Hasardiøs): Reduserer luftfartøyets eller operatørens evne til å takle ugunstige forhold i et omfang som gir;</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Stor reduksjon i sikkerhetsmarginer eller funksjonell evne</li><li>• Ekstra arbeidsmengde/psykisk stress for mannskap slik at man ikke kan stole på at nødvendige oppgaver utføres nøyaktig og fullstendig</li><li>• Alvorlig eller fatal skade på et lite antall av luftfartøyets ombordværende (ikke mannskap)</li><li>• Fatal skade på bakkepersonell og/eller allmennheten</li></ul> <p>3 (Større): Reduserer systemets eller operatørens evne til å takle ugunstige operative forhold i et omfang som gir;</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Signifikant reduksjon i sikkerhetsmarginer eller funksjonell evne</li><li>• Signifikant økning i operatørs arbeidsmengde</li><li>• Forhold som svekker operatørens effektivitet eller skaper signifikant ubehag</li><li>• Psykisk stress for luftfartøyets ombordværende (unntatt mannskap) inkludert skader</li><li>• Alvorlig yrkesmessig sykdom og/eller stor skade på miljø og/eller stor skade på eiendom</li></ul> <p>2 (Mindre): Reduserer ikke systemets sikkerhet signifikant. Nødvendige oppgaver for operatørene er godt innenfor deres evne. Inkluderer;</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Svak reduksjon i sikkerhetsmarginer eller funksjonell evne</li><li>• Svak økning i arbeidsmengde slik som endringer i rutinemessig flygeplan</li><li>• Noe psykisk ubehag for luftfartøyets ombordværende (unntatt mannskap)</li><li>• Mindre yrkesmessig sykdom og/eller liten skade på miljø og/eller</li></ul> |

<sup>33</sup> Fra og med 2001-07 var det ikke krav om å skille mellom alvorlig luftfartshendelse og luftfartshendelse i helikopteroperatørenes rapportering til myndighetene. Derfor er alvorlig luftfartshendelse tatt ut i hele tidsperioden 1999-2007. Luftfartstilsynet og Statens Havarikommisjon for Transport skiller imidlertid fortsatt mellom alvorlig luftfartshendelse og luftfartshendelse i sin klassifisering av mottatte rapporter.



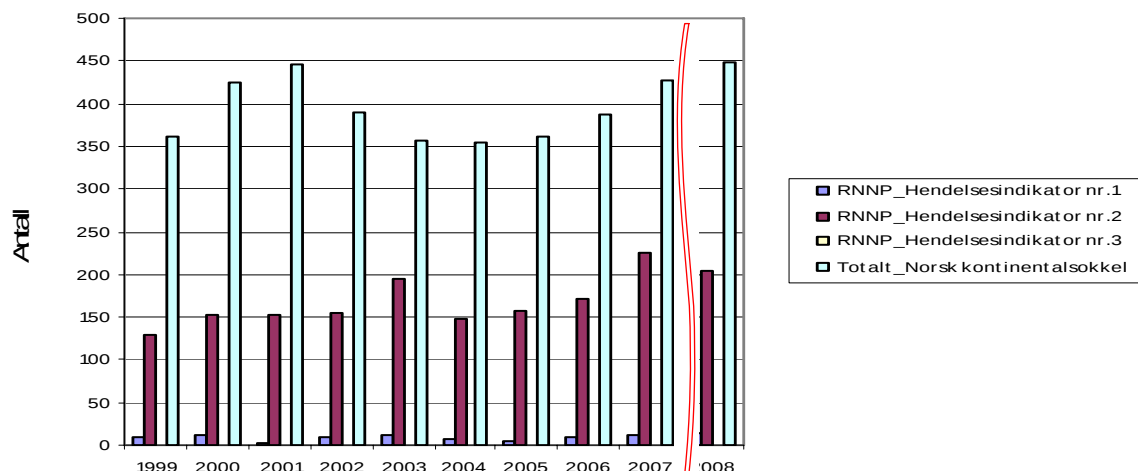
|                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|--------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                    | liten skade på eiendom                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|                    | 1 (Ingen sikkerhetseffekt): Har ingen effekt på sikkerheten.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Ankomst (fase)     | Fasen <i>ankomst</i> er begrenset til tidsperioden fra helikopteret er under 300 meter eller 1000 fot over landingssted til helikopteret er sikret på landingsstedet                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Avgang (fase)      | Fasen <i>avgang</i> er begrenset til tidsperioden fra sikring av helikopteret på landingsstedet fjernes til helikopteret passerer 300 meter eller 1000 fot                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| Driftsforstyrrelse | Unormal operativ hendelse samt enhver teknisk feil og skade av betydning for luftdyktigheten, enten den oppstår under flyging eller oppdages på bakken (også under vedlikeholdsarbeid) og som ikke klassifiseres som luftfartsulykke eller luftfartshendelse (i hht tidligere utgave av BSL A 1-3). Denne klassifiseringen er ikke lenger i bruk i gjeldende utgave av BSL A 1-3, men tas med da den ligger inne i tidligere års risikoindikatorer.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Fase               | Fase tilhørende DFU 12 omfatter <i>avgang, ankomst, underveis og parkert</i> .                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| Hendelsestype      | Hendelsestype tilhørende DFU 12 i arbeidet for 2008 omfatter <i>luftfartsulykke og luftfartshendelse. Alvorlig luftfartshendelse og lufttrafikkhendelse er registrert som luftfartshendelse, ref 5.1.1</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| Luftfartshendelse  | Med <i>luftfartshendelse</i> menes et driftsavbrudd, en feil, eller annen uregelmessig omstendighet, som har eller kan ha påvirket flysikkerheten, og som ikke har medført en luftfartsulykke.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| Luftfartsulykke    | <p>En begivenhet i forbindelse med bruken av et luftfartøy som inntreffer fra det tidspunkt en person stiger om bord i luftfartøyet med flyging som formål til det tidspunkt alle ombordstegne personer har forlatt fartøyet, og der:</p> <p>a) en person blir dødelig eller alvorlig skadet som følge av</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- å være om bord i luftfartøyet, eller</li><li>- å være i direkte berøring med en del av luftfartøyet, herunder deler som er løsnet fra det, eller</li><li>- å bli direkte utsatt for eksosstrøm fra motor(er), og/eller luftstrøm fra propell(er) og rotor(er),</li></ul> <p>unntatt når skaden har naturlige årsaker, er selvpåført eller påført av andre, eller er påført en blindpassasjer som har gjemt seg på et sted som vanligvis ikke er tilgjengelig for passasjerer og besetning;</p> <p>eller</p> <p>b) luftfartøyet utsettes for skade eller strukturell svikt som</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- i betydelig grad nedsetter strukturens styrke eller fartøyets yteevne eller flyegegenskaper, og</li><li>- normalt nødvendiggjør større reparasjon eller utskifting av angjeldende del/komponent,</li></ul> <p>med unntak av motorsvikt eller motorskade, når skaden er begrenset til motoren, dens deksler eller tilbehør, og med unntak av skade som er begrenset til propeller, vingespisser, antenner, dekk, bremses, glattkledning ("fairings"), eller til små bulker eller små hull i fartøyets kledning;</p> <p>eller</p> <p>c) luftfartøyet er savnet eller fullstendig utilgjengelig</p> |



|                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Lufttrafikkhendelse | En trafikkrelatert luftfartshendelse som for eksempel en nærpasering (aircraft proximity), alvorlige vanskeligheter som oppstår fordi fartøysjefen eller lufttrafikkjentesten unnlater å følge gjeldende fremgangsmåte eller avviker fra gjeldende prosedyre samt alvorlige vanskeligheter forårsaket av mangler eller feil ved bakkeinstallasjon eller hjelpemiddel (facility). |
| Parkert (fase)      | Fasen <i>Parkert</i> er begrenset til tidsperioden fra helikopteret sikres på landingsstedet til sikringen fjernes                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Risikoklasser       | For inndeling og definisjoner av risikoklasser i WinBasis vises det til tidligere års rapporter.                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Sentinel            | Helikopteroperatørenes interne system/database for rapportering og behandling av hendelser relatert til operasjoner av helikopter                                                                                                                                                                                                                                                |
| SHT                 | Statens Havarikommisjon for Transport                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Skytteltrafikk      | Skytteltrafikk er begrenset til å omfatte persontransport hvor helikopterets avgang og endelige ankomst er på en innretning, og som ikke kommer inn under definisjonen av tilbringertjeneste. Skytteltrafikk inkluderer ikke landing på land.                                                                                                                                    |
| Tilbringertjeneste  | Tilbringertjeneste er begrenset til å omfatte persontransport hvor helikopterets første avgang og endelige ankomst er på en base på land.                                                                                                                                                                                                                                        |
| Tur                 | En tur i tilbringertjeneste og skytteltrafikk omfatter perioden fra oppstart/ første avgang til slutt/ endelig ankomst, uavhengig av varighet eller antall mellomlandinger                                                                                                                                                                                                       |
| Underveis (fase)    | Fasen <i>underveis</i> er begrenset til tidsperioden hvor helikopteret er over 300 meter eller 1000 fot                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| WinBasis            | Helikopteroperatørenes interne database for registrering av rapporteringspliktige og ikke rapporteringspliktige hendelser (ikke i bruk som rapporteringssystem etter høsten 2008)                                                                                                                                                                                                |

### 5.3 Rapporteringsgrad

I figuren under inngår det totale antall registrerte hendelser på norsk kontinentalsokkel samt antall hendelser vurdert i RNNP fordelt på hendelsesindikatorer per år i perioden 1999-2008, se delkapittel 5.4 for definering av indikatorer. Totalt antall registrerte hendelser omfatter for tidligere år hendesestypene luftfartsulykke, luftfartshendelse, driftsforstyrrelse og øvrig avvik (ASR, Air Safety Report). For 2008 omfatter registreringen hendesestypene luftfartsulykke og luftfartshendelse. "Minimum Equipment List" (MEL) er ikke inkludert. I Hovedrapporten for 2008 inngår de omfattede hendesestypene i ulik grad i de tre etablerte hendelsesindikatorene.



**Figur 9 Rapporterte hendelser per år, 1999-2008**

I perioden 1999-2008 er det gjennomsnittlig 390 registrerte hendelser på norsk kontinentalsokkel per år. Av disse hendelsene inkluderes gjennomsnittlig 9 hendelser per år i Hendelsesindikator 1, gjennomsnittlig 165 hendelser per år i Hendelsesindikator 2 og gjennomsnittlig 12 hendelser per år i Hendelsesindikator 3. På grunn av justering av datautvalg er indikatorene ikke direkte sammenliknbare med tidligere rapporter, se delkapittel 5.1.1.

Det har for det totale antall registrerte hendelser vært en økning fram til og med 2001 og deretter en reduksjon frem til og med 2004. Totalt antall rapporterte hendelser øker igjen i perioden 2004-2008. Aktivitetsnivået på norsk sokkel har i 2008 økt ca. 4,9 % sammenliknet med 2007. Antall flytimer har sunket 5 % og antall totalt rapporterte hendelser har økt ca. 5 %.

Faktorer som kan ha påvirket utviklingen, er omorganisering hos helikopteroperatørene, gjennomføring av kampanjer, gjennomførte studier, innfasing av en ny helikoptertype, osv. En annen faktor som kan ha medvirket til høyere rapporteringsgrad er endringene i Rapporteringsforskriften (Samferdselsdepartementet, 2006), som trådte i kraft fra 1.7.2007. Se for øvrig videre diskusjon i delkapittel 5.4.2.

Det er en stor differanse mellom totalt antall registrerte hendelser og antall hendelser som inngår i hendelsesindikatorene, og dette tyder på god rapporteringskultur blant helikopteroperatørene. Økning i totalt antall rapporterte hendelser er slik sett også en god nyhet.

## 5.4 Hendelsesindikatorer

Det er etablert tre hendelsesindikatorer for DFU 12 helikopterhendelse som beskrives i de påfølgende kapitlene.

### 5.4.1 Hendelsesindikator 1

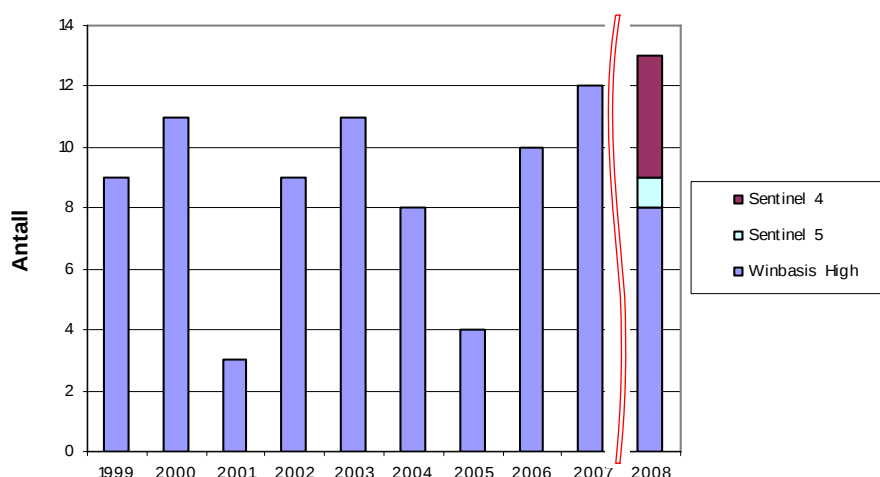
Hendelsesindikator 1 omfatter signifikante hendelser fordelt på hendelsestype og alvorlighetsgrad per år i tidsperioden 1999-2008. Signifikante hendelser omfatter i årene 1999-2007 hendelsestypene luftfartsulykke, luftfartshendelse med alvorlighetsgrad lik høy, og driftsforstyrrelse med alvorlighetsgrad lik høy. Hendelser med risikoklasse lik minimal og hendelser hvor helikopteret er i parkert fase er ikke inkludert. For 2008 vil hendelser rapportert i Winbasis være omfattet på samme måte. For hendelser rapportert i Sentinel vil hendelser med alvorlighet i de to høyeste kategoriene være omfattet i hendelsesindikator 1. I tidligere Hovedrapporter var også Luftfartshendelser med alvorlighetsgrad



medium og lav omfattet i hendelsesindikator 1. disse er nå fjernet (henholdsvis 19 og 3 hendelser for årene samlet), se delkapittel 5.1.1.

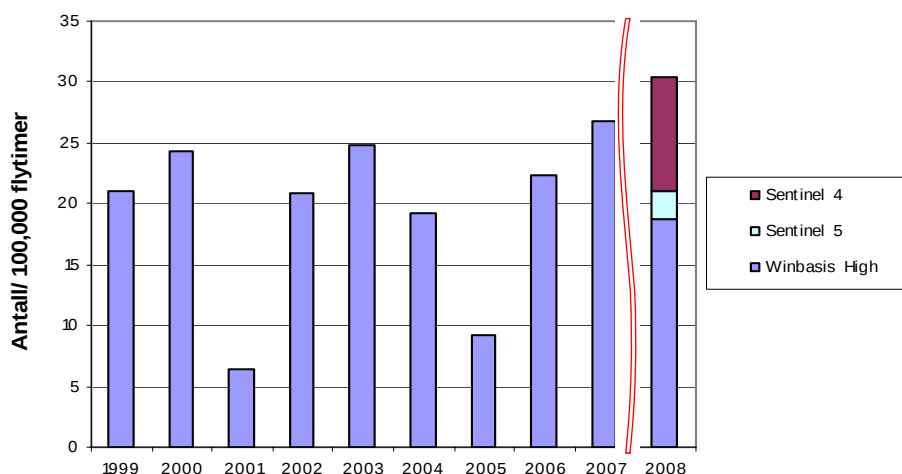
Figur 10 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 1, og er ikke normalisert i forhold til eksponeringsdata. Det er grunn til å tro at det lave antall alvorlige hendelser i 2001 skyldes tilfeldigheter, da diskusjonen rundt disse verdiene ikke har avslørt noen åpenbar årsak. Figur 9, som viser totalt antall rapporterte hendelser per år, viser at det i 2001 ble rapportert flest hendelser i perioden fra 1999 til 2007. For 2008 er det rapportert 1 hendelse mer enn i 2001. Bortsett fra antall rapporterte hendelser i 2005 kan det se ut til at det i perioden 2001-2008 er en økning i antall hendelser, men det er for lite tilgjengelig data til å kunne vurdere en utvikling over tid. Det antas også at den nye rapporteringsforskriften har fått innvirkning på den faktiske rapporteringen av hendelser. På grunn av justering av datautvalg er indikatorene ikke direkte sammenliknbare med tidligere rapporter, se delkapittel 5.1.1.

Endringen som er gjort fra 2008 skulle tilsi at hendelsesindikator 1 er noe forbedret i forhold til å uttrykke risikopotensialet i hendelsene, men vurderes fortsatt ikke å være en tilstrekkelig god indikator for helikopterrisiko, særlig i forhold til de forbedringer av redundans og robusthet som de nye helikoptrene har. En tar sikte på arbeide videre med forbedring av disse indikatorene.



**Figur 10 Hendelsesindikator 1 per år ikke normalisert, 1999-2008**

Figur 11 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 1 per 100.000 flytimer per år.

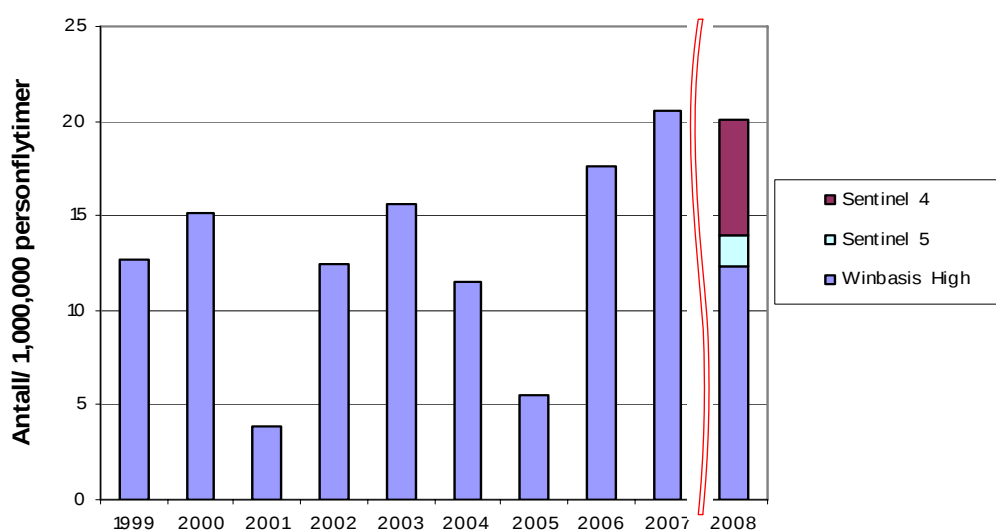


**Figur 11 Hendelsesindikator 1 per 100.000 flytimer per år, 1999-2008**

Figur 12 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 1 normalisert i forhold til antall 1.000.000 personflytimer per år.

Flere studier med fokus på helikoptersikkerhet er gjennomført de siste årene. Her nevnes "Helicopter Safety Study 2" (SINTEF, 1999), "Helikoptersikkerhet og arbeidsmiljø – anbefalte tiltak og retningslinjer" (OLF, 1999), "NOU 2001:21 Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel, Delutredning nr. 1: Organisering av det offentliges engasjement" (Statens forvaltningstjeneste, 2001) og "NOU 2002:17 Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel Delutredning nr. 2: Utviklingstrekk, målsettinger, risikopåvirkende faktorer og prioriterte tiltak" (Statens forvaltningstjeneste, 2002).

I henhold til intensjonen i NOU 2001:21 ble et samarbeidsforum for helikoptersikkerhet på norsk sokkel etablert i 2003. Antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 1 påvirkes trolig av økt fokus fra myndigheter, helikopteroperatørene, kunder og media samt gjennomføring av tiltak av operasjonell og teknisk art.

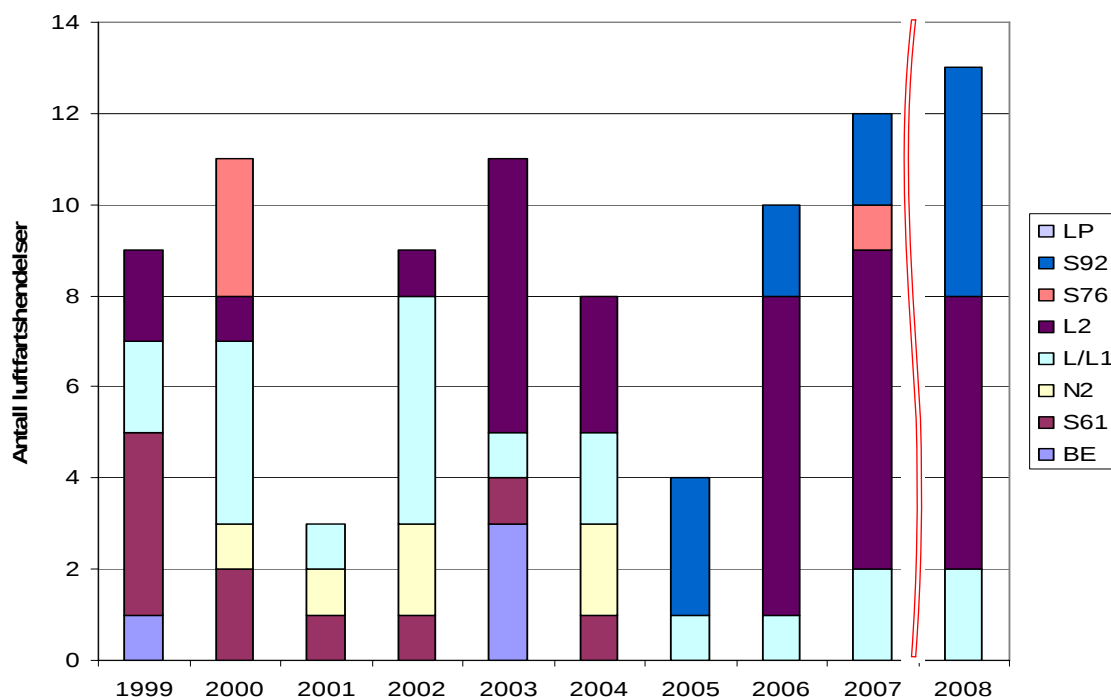


**Figur 12 Hendelsesindikator 1 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2008**



Grunnet endringene i rapportering og registrering, se delkapittel 5.1.1, er det ikke gjennomført en statistisk trendanalyse for 2008 slik som i tidligere rapporter.

Figur 13 viser rapporterte hendelser for Hendelsesindikator 1, fordelt på år og på helikoptertype.



**Figur 13 Hendelsesindikator 1 per år og fordelt på helikoptertype, 1999-2008**

De siste fire årene er det noen hendelser knyttet til introduksjonen av S-92 i 2005. Hensikten med å anskaffe de nye helikoptertypene (S-92 og EC 225) er bl.a. at de har større robusthet mot at tilløp skal utvikle seg til alvorlige hendelser. Da vil ikke et økt antall tilløp nødvendigvis være en god indikasjon på at risikonivået vil øke. Men nye helikoptertyper vil erfaringsmessig måtte gå gjennom en periode på noen få år til, før de fleste "barnesykdommer" er luket ut. Det er en tendens til at hendelser forbundet med "barnesykdommer" vil bli kategorisert som forholdsvis alvorlige hendelser. Følgelig vil en økning i hendelser nødvendigvis ikke gjenspeile økt risiko, men mer at bransjen tar i bruk ny sikkerhetsteknologi i tråd med anbefalingene i nevnte studier og NOUer. I sammenheng med dette vil vi måtte vurdere om de hendelsesindikatorene som er etablert, er hensiktsmessige som verktøy. EC 225 ble introdusert helt i slutten av 2008, og det er ikke registrert noen hendelser med høyere alvorlighet i den perioden.

En mulig årsak til reduksjonen i antall rapporterte hendelser i 2004-2005 er installering av system for overvåking av bevegelige helikopterdekk for kontinuerlig registrering av bevegelse og akselerasjon på helikopterdekk, herunder nye og strengere krav i forbindelse med landing. Systemet er internettbasert og gir helikopteroperatørene mulighet til å kansellere turer på et tidligere tidspunkt, og dermed unngås hendelser som følge av landing og opphold på helikopterdekk med for store bevegelser eller akselerasjoner.

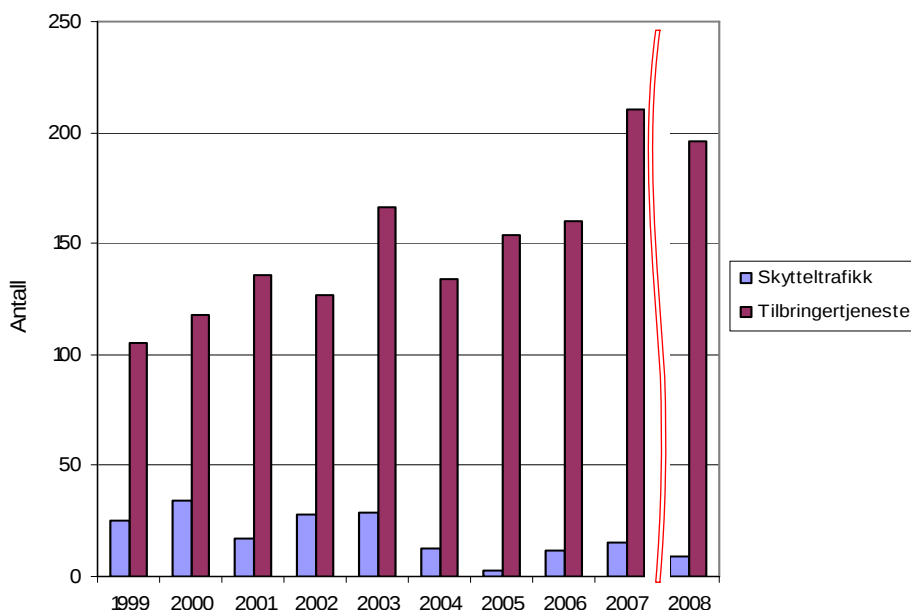
### 5.4.2 Hendelsesindikator 2

Hendelsesindikator 2 omfatter antall hendelser fordelt på type flyging per år i tidsperioden 1999-2008. Hendelsestypene som inngår i Hendelsesindikator 2 er de samme som for Hendelsesindikator 1 (se delkapittel 5.4.1) samt driftsforstyrrelse med alvorlighetsgrad medium og lav for hendelser rapportert i Winbasis, og hendelser med alvorlighetsgrad 2-5 for hendelser rapportert i Sentinel. Hendelser



rapportert i Winbasis med risikoklasse lik minimal er ikke inkludert. Hendelsesindikator 2 omfatter i tillegg hendelser hvor helikopteret er i fasen parkert.

Figur 14 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 2 og er ikke normalisert i forhold til eksponeringsdata. Det kan se ut til at antall hendelser relatert til tilbringertjeneste øker i perioden 1999-2007, mens antallet reduseres for 2008. For antall hendelser relatert til skytteltrafikk er det stort sett mindre variasjoner rundt et stabilt nivå i perioden 1999-2008, men noe redusert i 2008 i forhold til 2007.

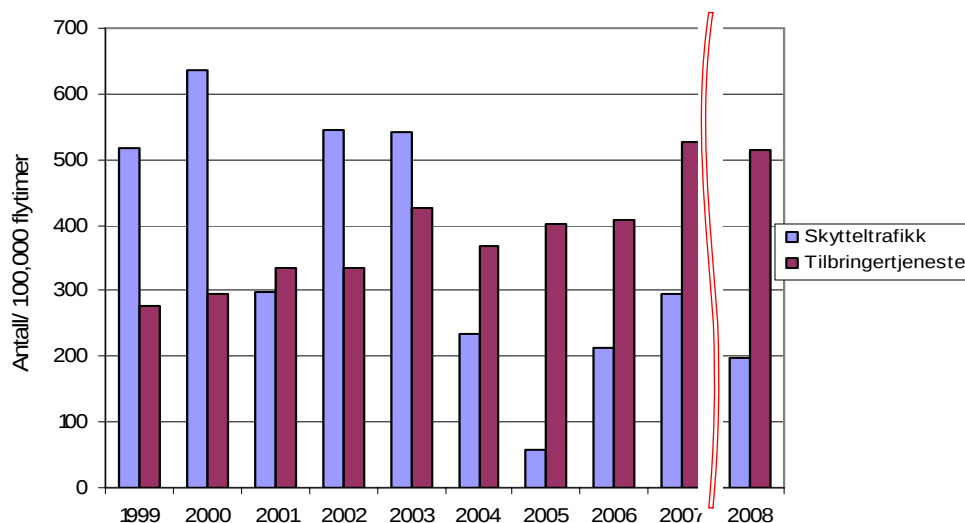


**Figur 14 Hendelsesindikator 2 per år ikke normalisert, 1999-2008**

Et langt større antall hendelser kan relateres til tilbringertjeneste sammenliknet med antall hendelser relatert til skytteltrafikk.

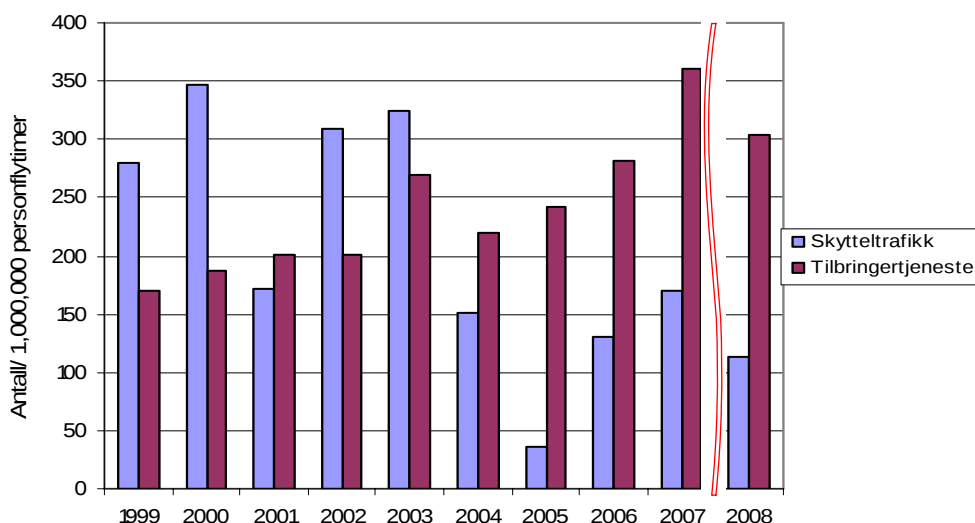
Figur 15 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 2 per 100.000 flytimer henholdsvis skytteltrafikk og tilbringertjeneste. Antall hendelser relatert til skytteltrafikk per 100.000 flytimer utgjør et større bidrag enn hendelser relatert til tilbringertjeneste per 100.000 flytimer i 1999-2000 og 2002-2003. I 2001 er antall hendelser knyttet til tilbringertjenesten per 100.000 flytimer litt større. I 2004-2008 er antall hendelser knyttet til tilbringertjeneste per 100.000 flytimer klart større.

Det ser ut til at antall hendelser relatert til tilbringertjeneste normalisert mot 100.000 flytimer øker i perioden 1999-2008. For antall hendelser relatert til skytteltrafikk normalisert mot 100.000 flytimer er det vanskelig å se noen klar utvikling, men nivået har vært lavere i siste halvdel av tiårs perioden.



**Figur 15 Hendelsesindikator 2 per 100.000 flytimer per år, 1999-2008**

Figur 16 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 2 normalisert i forhold til antall 1.000.000 personflytimer i tidsperioden 1999-2008. Normalisering i forhold til 1.000.000 personflytimer gir samme utvikling som normalisering i forhold til antall 100.000 flytimer i Figur 15.



**Figur 16 Hendelsesindikator 2 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2008**

Et betraktelig større antall hendelser relatert til tilbringertjeneste rapporteres årlig sammenlignet med hendelser relatert til skytteltrafikk. Normalisering av hendelsene i forhold til 100.000 flytimer og 1.000.000 personflytimer tyder imidlertid på at frekvensen av hendelser med tilsvarende alvorlighet er en del høyere for skytteltrafikk enn for tilbringertjeneste i 1999-2000 og 2002-03. Dette gir en indikasjon på at frekvensen av hendelser disse årene er høyere ved skytteltrafikk. Sammenliknet med tilbringertjeneste er antall helikopter og volum i form av antall flytimer og personflytimer betraktelig lavere for skytteltrafikk, og antall hendelser normalisert i forhold til eksponeringsdata gir dermed et større bidrag.

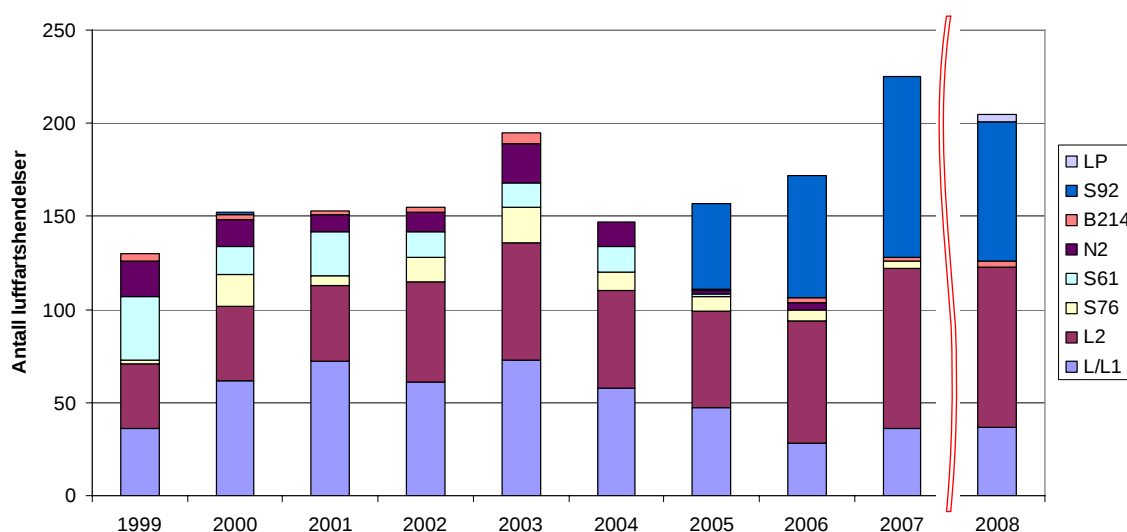
Normalisering av hendelsene i forhold til 100.000 flytimer og 1.000.000 personflytimer tyder på at frekvensen av hendelser med tilsvarende alvorlighet er en del høyere for tilbringertjeneste enn for skytteltrafikk i 2001 og 2004-08. År 2001 har tidligere blitt betegnet som et spesielt år, hvor årsak til



utviklingen ikke er identifisert. En mulig årsak til utviklingen i 2004-08 er et økt fokus fra helikopteroperatørene på å forebygge hendelser relatert til skytteltrafikk. En av helikopteroperatørene har for eksempel innført ”kombinasjonsflyving”, dvs. at pilotene flyr både skytteltrafikk og tilbringer-tjeneste. Tidligere år er preget av at man for skytteltrafikk benyttet hovedsakelig fast stasjonerte helikoptre og besetning.

En annen årsak kan relateres til innføring av system for overvåking av helikopterdekk, og ikke minst innføringen av standardisering og kompetanseheving gjennom innføring av OLF Helidekk-manual for norsk sokkel. Antall landinger per tur i perioden 1999-2008 er høyere ved skytteltrafikk (9,5) enn ved tilbringer-tjeneste (2,7).

Figur 17 viser rapporterte hendelser for Hendelsesindikator 2, fordelt på år og på helikoptertype. Det framgår tydelig at den store økningen er knyttet til introduksjonen av S-92 de siste fire årene.



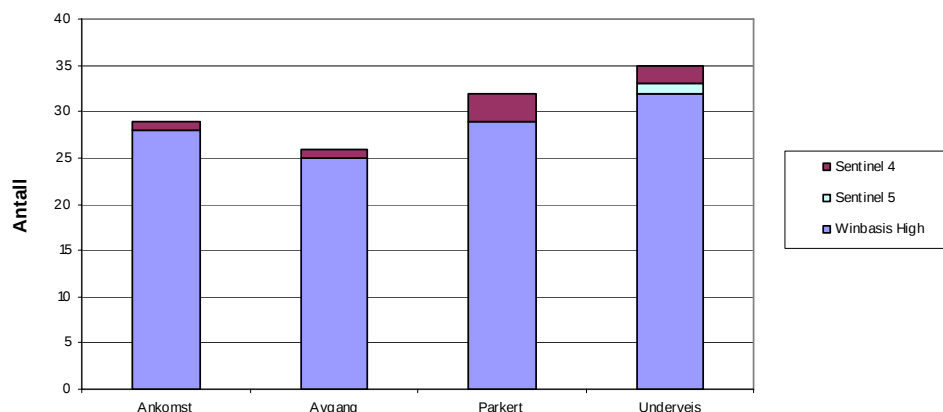
**Figur 17 Hendelsesindikator 2 per år og fordelt på helikoptertype, 1999-2008**

Nye helikoptertyper er normalt betydelig mer komplekse tekniske fartøyer, med betydelig flere systemer som kan svikte. Selv om de har vært gjennom en omfattende sertifiseringsprosess, vil det kunne være hendelser som ikke er identifisert, og som gir de såkalte ”barnesykdommer”. Med de nye helikoptertypene har en fått et mye bedre samarbeid på tvers i bransjen, slik at informasjon om feil og tiltak deles mellom alle operatører. Eksempelvis er det en teknisk komité for alle operatører av S-92, som har webkonferanse en gang per uke, for å dele informasjon om problemer og løsninger.

### 5.4.3 Hendelsesindikator 3

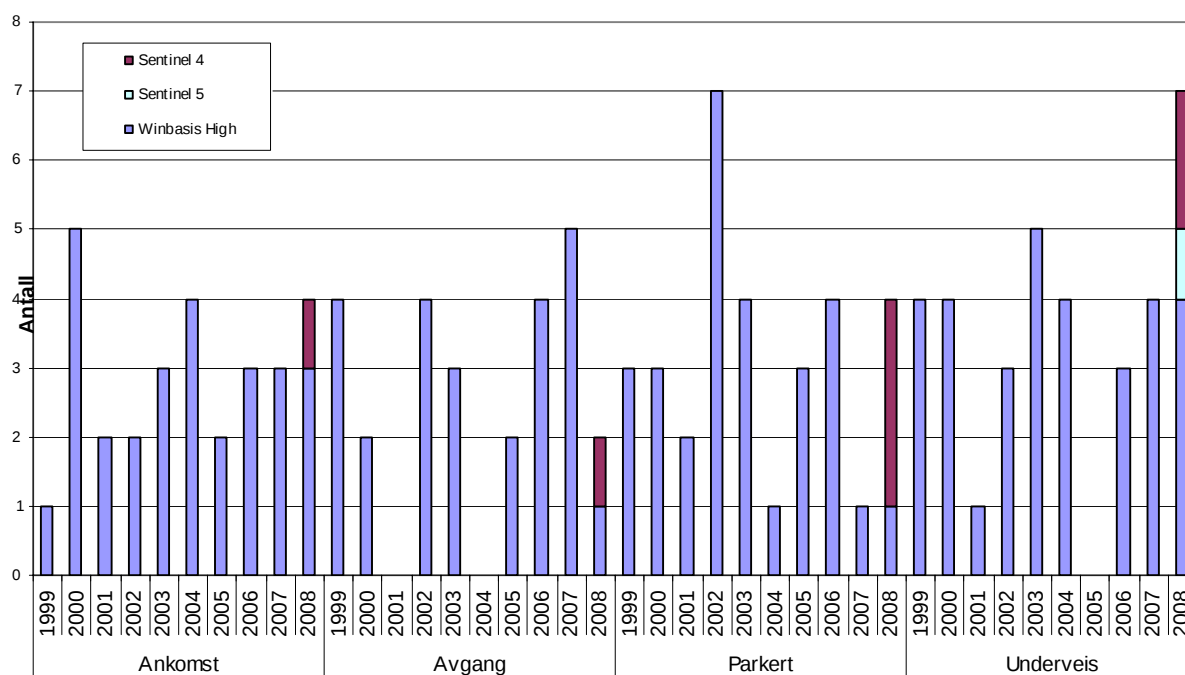
Hendelsesindikator 3 omfatter alle hendelser fordelt på hendelsestype, alvorlighetsgrad og fase per år i tidsperioden 1999-2007. Alvorlighetsgraden i hendelsene som inngår i Hendelsesindikator 3 er den samme som for Hendelsesindikator 1, den eneste forskjellen er at hendelser relatert til fasen parkert er inkludert her, mens de var utelatt i Hendelsesindikator 1 (se delkapittel 5.4.1).

Figur 18 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 3 og er ikke normalisert. I perioden 1999-2008 er antall hendelser relativt jevnt fordelt på type fase med en liten større andel for underveis fasen. Hendelser i fasen underveis gir størst bidrag, for ankomst og parkert er de tilnærmet like, mens de er lavest for avgang. Sett over ett er det imidlertid små forskjeller mellom fasene.



**Figur 18 Hendelsesindikator 3 ikke normalisert, 1999-2008**

Figur 19 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 3 per år og er ikke normalisert. Basert på det lave antallet hendelser per år fordelt på fase er det vanskelig å si noe om utviklingen i perioden 1999-2008. Det er som tidligere nevnt grunn til å tro at det lave antallet hendelser i 2001 skyldes tilfældigheter. I 2008 er den største økningen innen fasene underveis og parkert, mens fasen avgang reduseres. Hendelsene i fasen ankomst har vært tilnærmet stabil de siste årene.



**Figur 19 Hendelsesindikator 3 per år ikke normalisert, 1999-2008**  
(Det er ikke satt inn brudd mellom 2007 og 2008 i figuren)

I 2002 utarbeidet OLF en ny retningslinje for helikopterdekkpersonell. Retningslinjen omfatter ansvarsforhold på helikopterdekk, krav til mannskap og utstyr på helikopterdekk, samt kartlegging av hvordan aktiviteter og oppgaver styres og utføres slik at operasjoner blir ivarettatt på en trygg og sikker måte. Med økt fokus på hva som er "riktig" framgangsmåte på helikopterdekk ovenfor flygerne, kan denne retningslinjen ha ført til økningen i antall registrerte hendelser i fasen parkert i 2002-2003. I 2003 er de hyppigste årsakskodene for hendelser hvor helikopteret er i fasen parkert personells atferd ved at de går inn i helikopterets usikre soner og feillasting i lasterom (vekt og balanse). Det er grunn til å tro at tiltaket har hatt effekt. I tillegg har innfasing av større helikopter gjort helikopterets usikre



soner og begrensingene på ferdsel på helikopterdekket mindre. Det rapporteres fremdeles hendelser om feillasting i lasterom, og en hendelsestype som også går igjen er feil lukking av kabindør (slik at den ikke går i lås). Hendelser i parkert fase som ble redusert i 2007 har økt igjen i 2008, mens hendelser i fasen avgang er blitt redusert.

Årsakene til det høye antall hendelser i fasen underveis i 2008 er knyttet til problemer med "anti-ice"-systemer for rotor og "engine-inlet". "Anti-ice" for rotor ble tatt i bruk i 2008, så det antas at en del av problemene her vil være barnesykdommer, for "engine-inlet", som ble tatt i bruk tidligere, ser man at hendelsene synker. Eller ser man at falsk indikasjon på brann i "Auxiliary Power Unit", varsel om metallspen i gir boks og "bird strike" er hendelser som går igjen..

### 5.5 Aktivitetsindikatorer

Det er etablert to aktivitetsindikatorer for DFU 12 helikopterhendelse som beskrives i de påfølgende kapitlene.

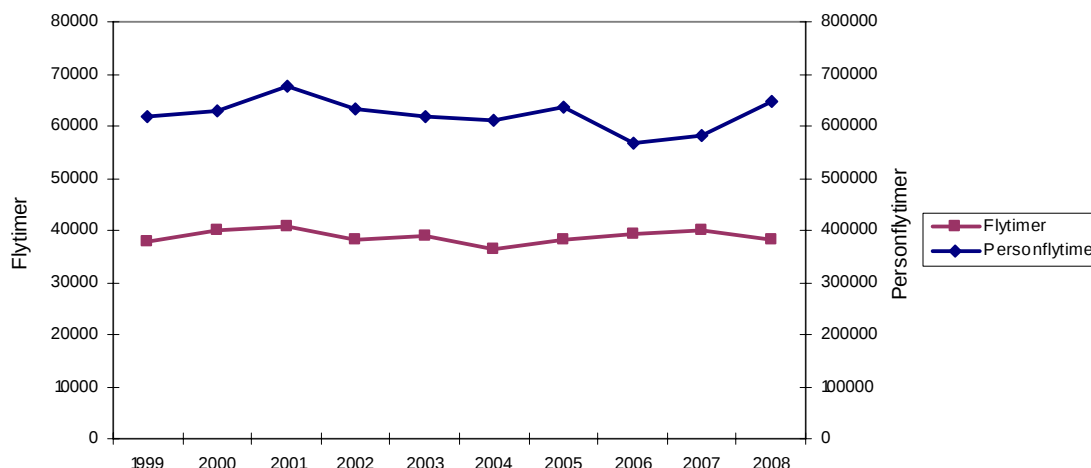
#### 5.5.1 Aktivitetsindikator nr.1: Volum tilbringertjeneste

Aktivitetsindikator nr.1 omfatter volum tilbringertjeneste per år i tidsperioden 1999-2008.

Tilbringertjeneste omfatter persontransport hvor helikopterets første avgang og endelige ankomst er på en base på land, i praksis innebærer dette at flygningen har turnummer. Se også definisjon av tilbringertjeneste i delkapittel 5.2. Flere aktører har innført en begrensning hvor maksimalt to mellomlandinger per tur er tillatt. I tidsperioden 1999-2008 er det gjennomsnittlig 2,7 landinger per tur per år. Helikoptertypene som benyttes i tilbringertjeneste er Eurocopter AS 332L/L1 (Super Puma), Eurocopter AS 332L2 (Super Puma) Eurocopter 225 LP, og Sikorsky S-92A. Sikorsky S-61N og Sikorsky S-76C er ikke lenger i bruk på norsk sokkel. Også EC155 fra Dancopter benyttes sporadisk av et av helikopterselskapene.

Figur 20 viser Aktivitetsindikator 1 som omfatter volum tilbringertjeneste i antall flytimer og antall personflytimer per år i tidsperioden 1999-2008. Det har vært en økning i volum tilbringertjeneste fram til 2001. I 2008 synker antall flytimer (ca. 4,4 %) og antall personflytimer øker (ca. 10,9 %) sammenliknet med år 2007. Antall flytimer er tilnærmet lik konstant i hele tidsperioden. Gjennomsnittlig antall flytimer per år for tilbringertjeneste i perioden 1999-2008 er 38.708 flytimer. Gjennomsnittlig antall personflytimer per år for tilbringertjeneste i perioden 1999-2008 er 622.154 personflytimer. Det har vært en viss grad av oppretting av data for 2006 og 2007.

Volum tilbringertjeneste per år må ses i sammenheng med aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel (se kapittel 3), som viser en relativ stabil økning i antall arbeidstimer i perioden fra 1999. Arbeidstimer på produksjonsinnretninger har vært svakt økende, mens arbeidstimer på flyttbare innretninger har variert en del, men med økning etter 2003. Det er i utgangspunktet konstant behov for transport per arbeidstime, som skulle tilsi økning i både flytimer og personflytimer. I motsatt retning drar bedre utnyttelse av helikoptrene, og de nye helikoptrenes mulighet for å ta av med maks antall passasjerer under så å si alle værforhold.



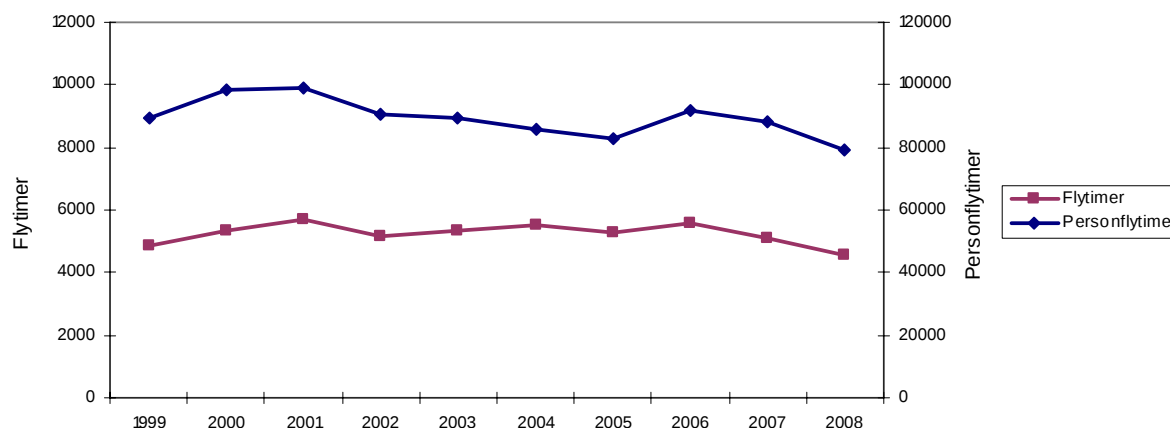
**Figur 20 Volum tilbringertjeneste, flytimer og personflytimer per år, 1999-2008**

Årsaken til økningen i personflytimer i 2008 skyldes mest sannsynlig (som i 2007, selv om antall flytimer har sunket) en økning i aktivitetsnivået, og bedre utnyttelse av plassene i helikopteret. De nyeste helikoptertypene har en bedre ytelse slik at man som oftest kan utnytte kabin-kapasiteten fullt ut og dermed ikke flyr så ofte lenger med tomme seter. Dessuten registrerer operatørene at aktivitetsnivået på norsk sokkel er høyt, og at et høyt antall fartøyer har helikopterdekk (denne trafikken er ikke med i aktivitetsindikator 1, som er begrenset til trafikk til innretninger for produksjons- og leteboringsformål).

### 5.5.2 Aktivitetsindikator nr.2: Volum skytteltrafikk

Aktivitetsindikator 2 omfatter volum skytteltrafikk per år i tidsperioden 1999-2007. Skytteltrafikk omfatter persontransport hvor helikopterets avgang og ankomst er på en innretning. I henhold til definisjonen inngår ingen mellomlandinger på en base på land. Helikoptertypene som benyttes i skytteltrafikken er Bell 214ST og Super Puma L/L1. SAR flyging er inkludert i kategorien skytteltrafikk, men volumet spesifiseres ikke da det kun utgjør en ubetydelig andel.

Figur 21 viser Aktivitetsindikator 2 volum skytteltrafikk i antall flytimer og antall personflytimer per år i perioden 1999-2008. I 2008 reduseres antall flytimer (ca. 10,3 %) og antall personflytimer (ca. 10,2 %) sammenliknet med år 2007. Gjennomsnittlig antall flytimer per år for skytteltrafikk i perioden 1999-2008 er 5.244 flytimer. Gjennomsnittlig antall personflytimer per år for skytteltrafikk i perioden 1999-2008 er 89.424 personflytimer.



**Figur 21 Volum skytteltrafikk, flytimer og personflytimer per år, 1999-2008**



På flere innretninger er det plassmangel og derfor blir skytteltrafikk en del av hverdagen, men omfanget er redusert noe de siste år.

Det er ikke én åpenbar årsak til reduksjonen i 2007 og 2008 i skytteltrafikk. Skytteltrafikk blir til en viss grad flydd med større helikoptre enn før. Videre har skyttelhelikoptret på Tampen redusert sin skyttelaktivitet gjennom bl.a. å ikke lenger fly "lunch-skyttel" turen. Dette kan forklare i noen grad nedgangen i antall flytimer. En helikopteroperatør rapporterer også at de ikke har fløyet skytteltrafikk i 2008. Det har i 2007 og 2008 også vært et visst volum av flygninger som noe feilaktig blir klassifisert som tilbringertjeneste (altså med rutenummer). Maskinen brukes da til å frakte passasjerer fra land til en innretning om morgenen, så benyttes helikopteret i skytteltrafikk mellom innretninger hele dagen, inntil den returnerer til land med passasjerer med rutenummer ved slutten av dagen. Pga. rapporteringssystemene vil denne bli rapportert kun som tilbringertjeneste.



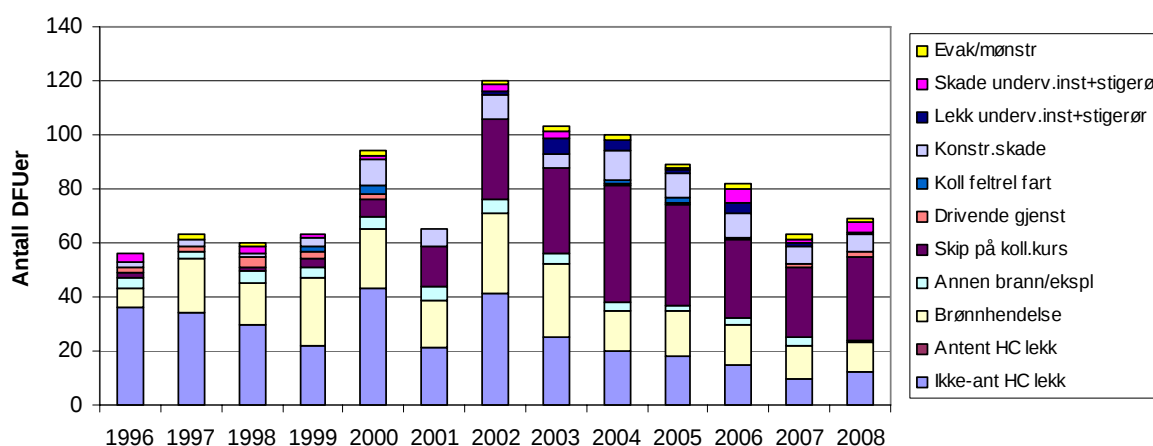
## 6. Risikoindikatorer for storulykker

### 6.1 Oversikt over indikatorer

Tabell 1 viser oversikten over DFUene, der DFU1-12 er de som normalt regnes å ha storulykkespotensial. Figur 22 viser en oversikt over utviklingen av rapporterte hendelser for kategoriene DFU1-11, for perioden 1996-2008, uten noen normalisering i forhold til eksponeringsdata.

Indikatorene for DFU 12 helikopterhendelser er presentert separat i kapittel 5, for all persontransport med helikopter, både tilbringer- og skytteltrafikk.

Dataene i Figur 22 er direkte sammenliknbare med tilsvarende figur i rapportene fra perioden 2005-2007 (Petroleumstilsynet, 2006; 2007; 2008), ettersom det ikke er gjort endringer i kriteriene som benyttes for noen av indikatorene. Det er noen mindre endringer i enkelte av DFUene pga. feil i og seint innrapporterte data.



**Figur 22 Oversikt over alle DFUer med storulykkespotensial på innretninger**

Den klart økende trenden i perioden 1996-2000 har vært diskutert i tidligere års rapporter. Fra og med 2000 lå antallet på et betydelig høyere nivå enn i perioden 1996-1999, med en del variasjoner. Etter 2002 har det vært en ubrutt reduksjon i antall hendelser, og i 2007 og 2008 er antall hendelser nede på et nivå tilsvarende siste halvdel av 1990-tallet og 2001. I 2008 er det mindre økning fra 63 hendelser i 2007 til 69 hendelser.

En del av økningen i Figur 22 skyldes en sannsynlig underrapportering av DFU5 før år 2000 (se diskusjon i delkapittel 6.4.1), slik at økningen i perioden fra 1996 kan bli overvurdert. For å illustrere effekten av dette, var det en figur i rapporten fra fase 5, som viste utviklingen av DFUer, når DFU5 var holdt utenfor. Dette vurderes å være gyldig også for 2008. Hvis en legger til grunn at det var en betydelig underrapportering av DFU5 før år 2000, innebærer det at nivået i 2007 og 2008 reelt sett er det laveste som har vært i hele perioden.

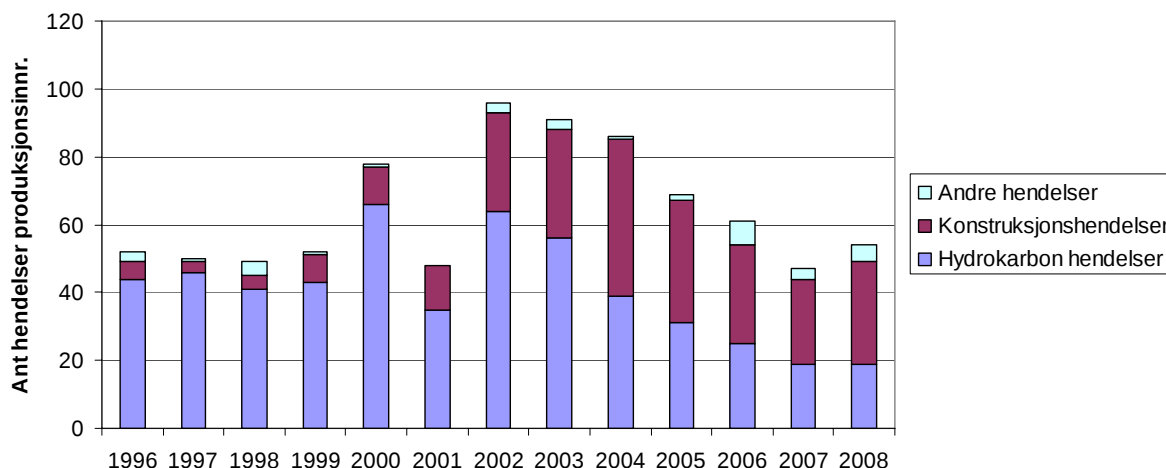
Det har også vært en nedgang i antall hendelser som involverer hydrokarbonsystemer, fra brønner, prosesssystemer og rørledninger/stigerør. I 2002 var det 72 hendelser, mens det i 2007 var 23 hendelser og i 2008 24 hendelser i disse kategoriene. Dette er de laveste registrerte verdier noensinne i dette arbeidet.

Figur 23 og Figur 24 viser en oppdeling av DFU1-10 i hovedkategorier, strukturert slik de er diskutert i det etterfølgende. Det er imidlertid betydelig flere hendelser for produksjonsinnretninger enn for

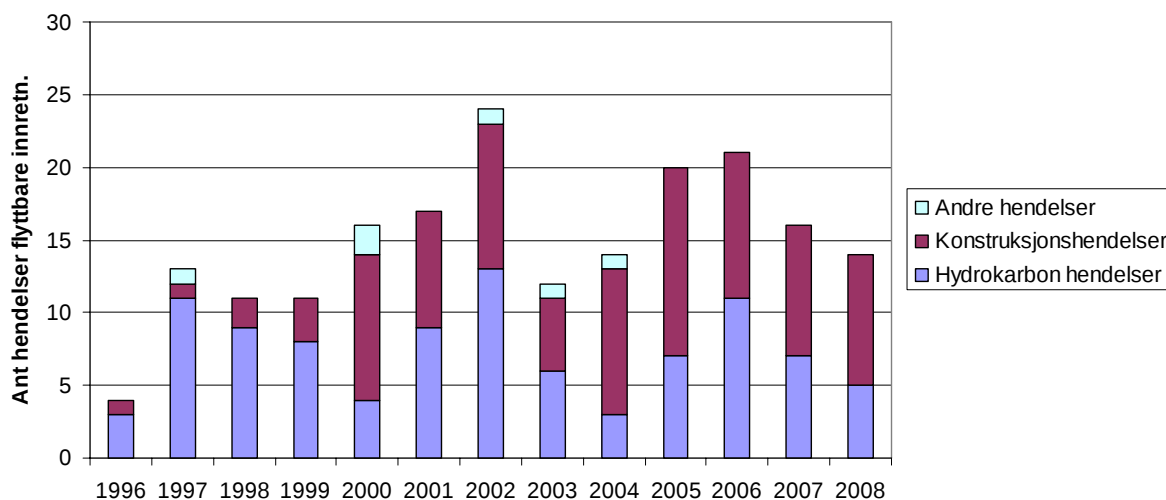


flyttbare innretninger, i gjennomsnitt 65 mot 15 per år. Derfor er det kun vist separate framstillinger for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger.

Figur 23 og Figur 24 viser at det er først og fremst for flyttbare innretninger er store variasjoner fra år til år, og at det har vært en økning etter den store reduksjonen i 2003. Utviklingen har vært motsatt for produksjonsinnretninger, der det var en vedvarende reduksjon i perioden 2003–07. det er for første gang på flere år en økning fra 2007 til 2008 når det gjelder produksjonsinnretninger. I noen få enkelt-indikatorer er det også en viss økning.



**Figur 23** Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, produksjonsinnretninger



**Figur 24** Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, flyttbare innretninger

### 6.1.1 Normalisering av totalt antall hendelser

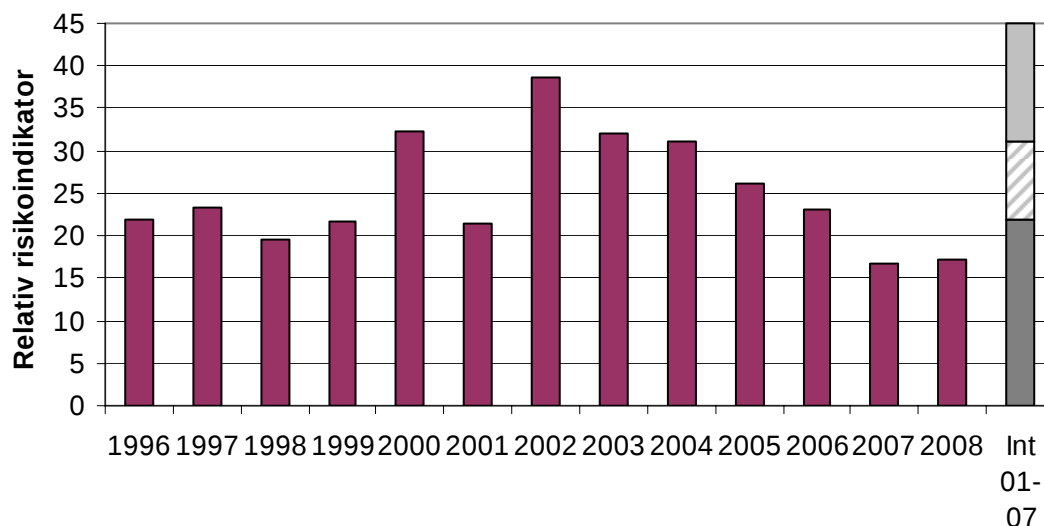
I Figur 22 ble antallet hendelser framstilt uten normalisering i forhold til eksponeringsdata. Figur 25 viser den samme oversikten, men nå normalisert i forhold til antall arbeidstimer. Verdien i 2007 og 2008 er de to laveste noensinne, lavere enn 2001, og lavere enn nivået i perioden 1996–99. Det er en signifikant reduksjon i 2008 i forhold til gjennomsnittet for perioden 2001–07.

I Figur 25 er det benyttet et 90 % prediksjonsintervall for år 2008 basert på gjennomsnittsverdi for perioden 2001–07, slik det er forklart i delkapittel 2.3.5 i Pilotprosjektrapporten. I Pilotprosjektrapporten ble observasjoner i år 2000 sammenliknet med et prediksjonsintervall basert på perioden 1996–



1999. I rapporten for 2008 er prediksjonsintervallet gjennomgående basert på 2001–07, slik at observasjoner i 2007 blir sammenliknet med dette. Dette har sitt opphav i at perioden 1996–99 lå på et lavere nivå. Andre sammenlikninger kan også gjøres der det er relevant.

Prediksjonsintervallet for indeksen er basert på de samme prinsipper som i Pilotprosjektrapporten.



**Figur 25** Totalt antall hendelser DFU1-11 normalisert i forhold til arbeidstimer

### 6.1.2 Datausikkerhet, rapporteringskriterier, trender, vekter

I Fase 2 ble enkelte av indikatorene noe endret, for å gi mer robuste indikatorer. De samme definisjoner er brukt i de etterfølgende fasene, uten ytterligere endringer. Som allerede nevnt ble indikatoren for helikopterhendelser betydelig endret i fase 3, og er videreført i fasene 4–7, slik det er diskutert i kapittel 5. De fleste av figurene i kapittel 6 er derfor begrenset til hendelser som skjer, i det minste i utgangspunktet, på innretningen. Indikatoren for DFU5 bygger på de samme utvalgsriterier, men definisjonen av selve indikatoren ble endret i fase 5, se delkapittel 7.4.1.3 i rapporten fra fase 5.

Hvert år er det oppdaget noen mindre feil og unøyaktigheter i data om DFUer, eller i tolkningen av data. Slike feil rettes umiddelbart, også tilbake i tid når det er relevant.

Det har vært en diskusjon om en skulle ha en rullerende tiårsperiode i presentasjonen av data for alle indikatorer. For storulykkesindikatorene er datagrunnlaget så begrenset at det anses å være en fordel å ha lengst mulig periode å se data over. 3 års midling gjør at første år en kan vise verdier er 1998, slik at perioden uansett ikke blir vesentlig lenger enn ti år. Dessuten trengs et lengst mulig perspektiv for å kunne se langsiktige trender.

Rapporteringen av indikatorer for storulykker er bygget dels på næringens egen rapportering, dels på eksisterende databaser i Petroleumstilsynet, som igjen bygger på næringens rapportering via egne rapporteringsveier. I Pilotprosjektrapporten ble det diskutert visse svakheter i rapportering av data, særlig i perioden før år 2000, som medfører at noen av trendene må tolkes med varsomhet. Trender og utviklinger er for de fleste DFUer framstilt på alternative måter, for å gi økt innsikt og anledning til å foreta egne vurderinger.

Vektingen av de enkelte DFUer, for å kunne angi en total trend for storulykker, ble inngående forklart i Pilotprosjektrapporten. Vektene som har vært benyttet i rapporten for 2008 er de samme som i de forutgående år 2004–08. De mest alvorlige hendelsene gis vekter som reflekterer de aktuelle omstendigheter i hendelsen. I 2008 er det tre slike hendelser.



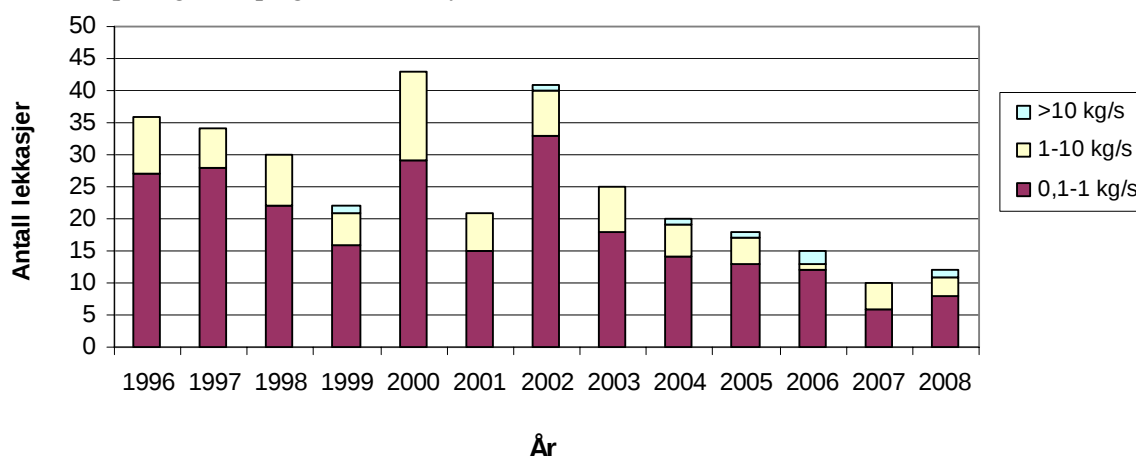
## 6.2 Hydrokarbonlekkasjer i prosessområdet

### 6.2.1 Prosesslekkasjer

Data for hydrokarbonlekkasjer er beskrevet i rapport for 2005 i punkt 7.2.1.

#### 6.2.1.1 Lekkasjer for alle innretninger

Figur 26 viser en oversikt over hydrokarbonlekkasjer for perioden 1996-2008, oppdelt etter kategori av lekkasjerate. Figuren viser at det er en lekkasjer over 10 kg/s i 2008 og at man derfor har en økning i denne kategorien i forhold til 2007. Det er registrert tre lekkasjer i kategorien 1-10 kg/s, og antallet er det nest laveste som er registrert i perioden som betraktes. Antall lekkasjer i kategorien 0,1-1 kg/s er høyere i 2008 enn i 2007, men lavere antallet i resten av perioden. Det er totalt registrert tolv lekkasjer over 0,1kg/s i 2008. Til tross for at det er en økning i antall lekkasjer i forhold til 2007, er antall lekkasjer i 2008 det nest laveste antallet som er registrert i perioden 1996-2008. Det har vært en lekkasje på en mobil breenhet i 2008. Denne hendelsen inkluderes imidlertid ikke i datagrunnlaget og dermed ikke på Figur 26 på grunn av at flyttbare breenheter ikke vurderes i RNNP for DFU1.



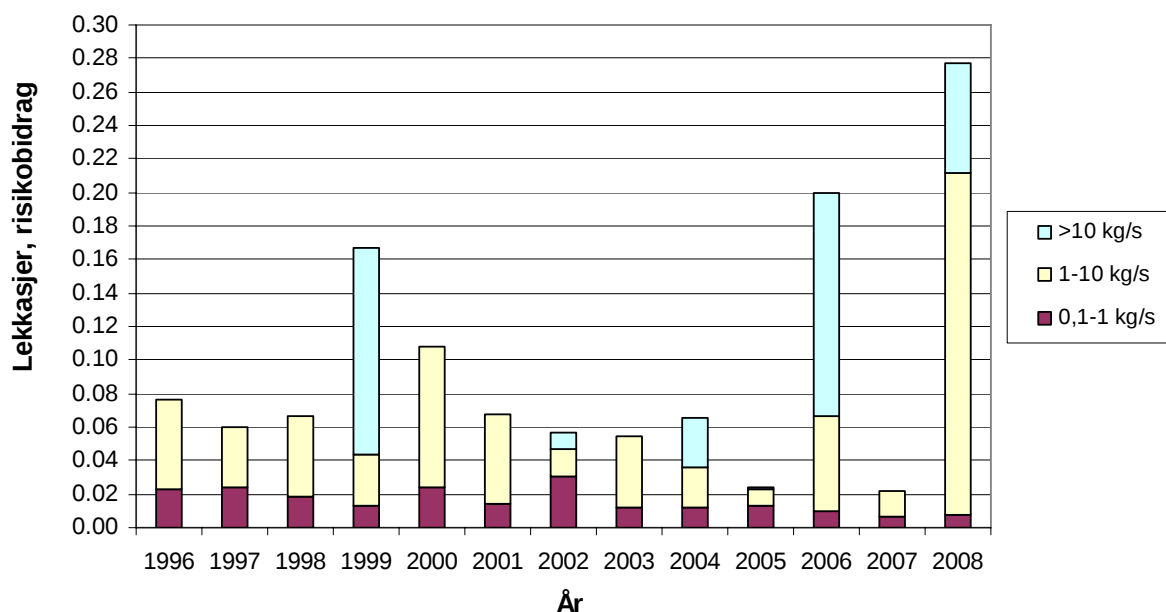
**Figur 26 Antall lekkasjer, alle innretninger, norsk sokkel**

Betydelige variasjoner fra år til år kan gjøre det vanskelig å konkludere med en klar trend. Figur 26 viser imidlertid at antall lekkasjer har vært synkende i perioden 2002 til 2007, før man i 2008 fikk en liten økning. Antall lekkasjer de fem siste årene er imidlertid det laveste som er registrert.

OLF hadde en målsetting om å redusere antallet hydrokarbonlekkasjer med lekkasjerate > 0,1 kg/s med 50 % basert på perioden 2000-2002 innen utgangen av år 2005. Denne målsettingen ble oppfylt i 2005. Det er nå formulert en målsetting om å redusere det gjennomsnittlige antall lekkasjer > 0,1 kg/s til ti i løpet av treårsperioden 2006-2008. Antall lekkasjer i 2007 lå akkurat på denne grensen, mens antall lekkasjer i 2008 overskrider den. Målsettingen til OLF oppfylles derfor ikke for treårsperioden 2006-2008.

Figur 27 viser utviklingen når lekkasjer vektet ut fra risikopotensialet forbundet med lekkasjeratene. Det vil si at hver lekkasje har blitt tildelt en individuell vekt, slik at store lekkasjer vektet sterkere enn mindre lekkasjer. I tidligere år av RNNP ble dette gjort på en annen måte, se delkapittel 6.2.1.1 i rapport for 2006.

Den vertikale aksene i Figur 27 er en relativ skala, som reflekterer bidraget til risiko for tap av liv fra de enkelte lekkasjekategorier.



**Figur 27 Risikobidrag fra lekkasjer vektet ut fra risikopotensial**

Figur 27 viser at risikobidraget i 2008 er det høyeste som er registret i perioden 1996-2008. Dette skyldes hovedsakelig høyt risikobidrag i kategoriene 1-10 kg/s og >10 kg/s, ettersom 1 hendelse i hver av kategoriene er vurdert å ha høyt potensial.

I henhold til Figur 26 er det kun registrert 3 lekkasjer i kategorien 1-10 kg/s i 2008. Til tross for få registreringer er risikobidraget i denne kategorien det høyeste som er registrert. Normalt er risikovurderingen av lekkasjer i denne kategorien vært basert på faste formler for beregning av vekt ut fra lekkasjeraten. Disse formlene for beregning av vekt er imidlertid utviklet for prosessområdet, der det er mange barrierer mellom området og boligdelen. En av lekkasjene i kategorien 1-10 kg/s i 2008 inntraff i et betongskaff med hjelpeutstyr, hvor lekkasjens potensielle konsekvenser er høye. Det har derfor blitt satt en individuell vekt på denne hendelsen ut fra en grundig vurdering av lekkasjens alvorlighetsgrad. Dette forklarer hvorfor risikobidraget i kategorien 1-10 kg/s i 2008 er det høyeste som er registrert.

I kategorien >10 kg/s benyttes det individuelle vekt basert på en grundig vurdering av lekkasjen, noe som fører til store variasjoner i vekt per hendelse. Eksempelvis er den største lekkasjen i 2005 beregnet til 20 kg/s hvorav 0,6 kg/s var gass og resten kondensat. Den lave gassandelen medfører at gass-skyen blir mindre enn om det er 100 % gass, og vekten er derfor redusert for denne lekkasjen. Leekasjen i 1999 var derimot 100 % gass. Dette forklarer hvorfor risikobidraget i kategorien >10kg/s er mye høyere i 1999 enn i 2005 (Figur 27), til tross for at det var en lekkasje i denne kategorien begge disse årene (Figur 26). Leekasjen i 2008 hadde en utstrømningsrate på 26 kg/s og bestod hovedsakelig av gass. Basert på dette er lekkasjen vurdert å ha en relativt høy vekt, noe som forklarer hvorfor risikobidraget i 2008 i kategorien >10 kg/s er det tredje høyeste som er registrert (Figur 27).

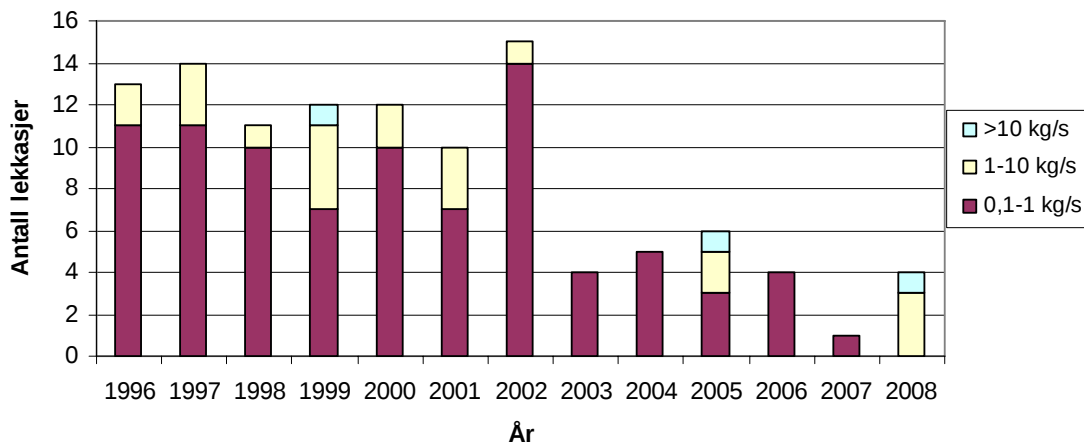
Det har vært en økning i antall lekkasjer under 1 kg/s fra 2007 til 2008, fra 6 til 7, men dette har kun ført til en marginal økning i risikobidrag for denne kategorien. I henhold til Figur 27 varierer risikobidraget for lekkasjer i den laveste kategorien lite fra år til år. Dette skyldes at det benyttes faste formler for beregning av vekt og at lekkasjer i denne kategorien har generelt lav vekt uavhengig om lekkasjeraten er i øvre eller nedre del av kategorien.

I de etterfølgende delkapitler diskuteres de enkelte typer innretninger særskilt.

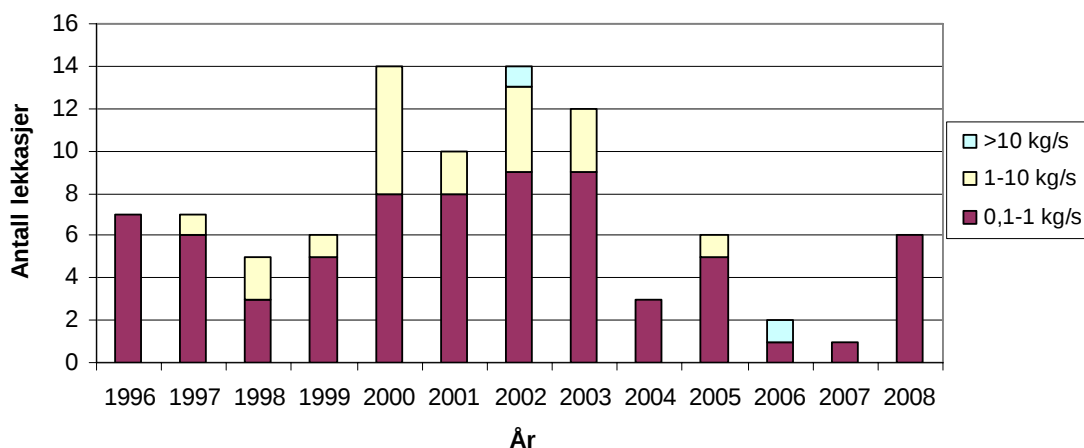


## 6.2.1.2 Fast produksjon, flytende produksjon og komplekser

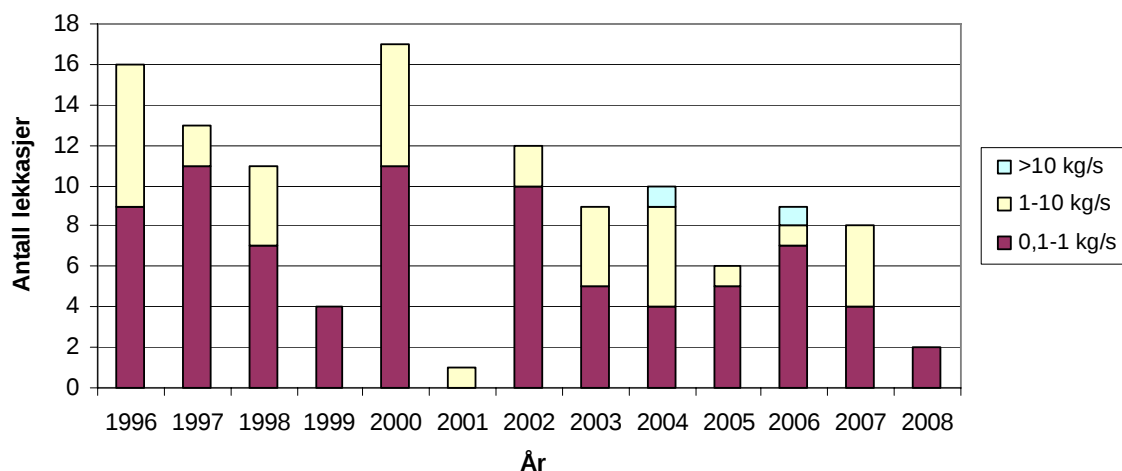
De tre følgende figurene viser utviklingen separat for faste og flytende integrerte produksjonsinnretninger samt produksjonskomplekser med flere broforbundne innretninger.



**Figur 28** Antall lekkasjer, faste produksjonsinnretninger



**Figur 29** Antall lekkasjer, flytende produksjonsinnretninger



**Figur 30** Antall lekkasjer, produksjonskomplekser

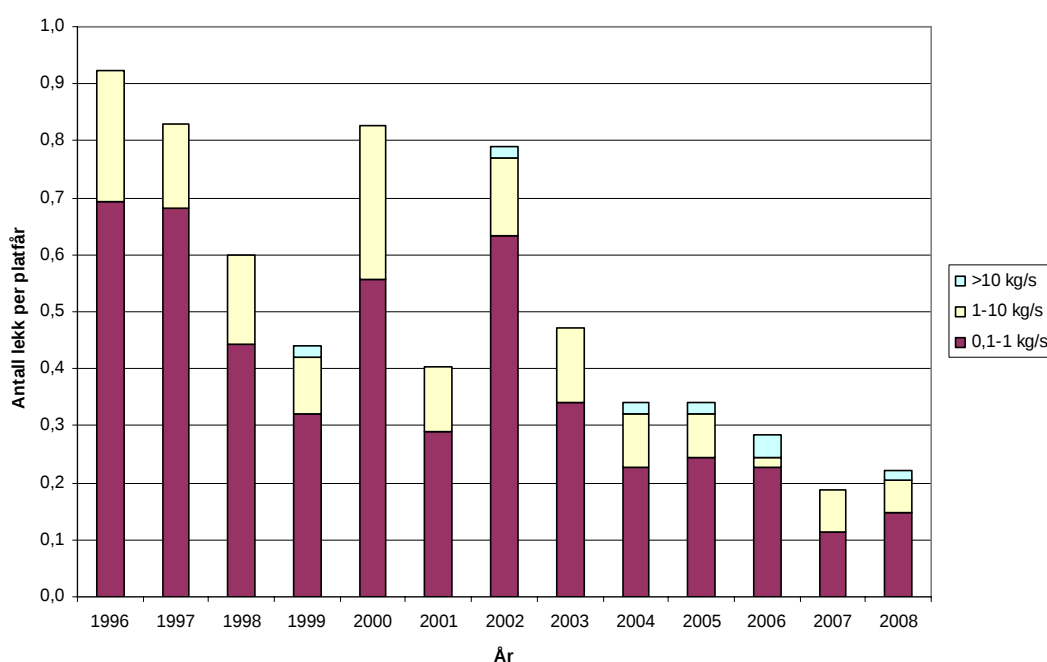


Antall lekkasjer på både faste og flytende produksjonsinnretninger har økt i forhold til 2007, mens det har vært en nedgang for produksjonskomplekser. Figur 28, Figur 29, Figur 30 viser imidlertid at antall lekkasjer for både produksjonskomplekser, faste og flytende produksjonsinnretninger ligger under gjennomsnittlig antall lekkasjer for den bestemte innretningstypen. Det blir mer meningsfylt å diskutere dette temaet når en ser i forhold til antallet innretningsår, slik det gjøres i de etterfølgende avsnitt. Videre ser man at det for flytende produksjonsinnretninger og produksjonskompleks ikke var lekkasjer over 1 kg/s. For faste produksjonsinnretninger var det derimot tre lekkasjer i intervallet 1-10 kg/s og en lekkasje over 10 kg/s. Man må helt tilbake til 1999 for å finne like mange lekkasjer i de to øverste kategoriene for faste produksjonsinnretninger.

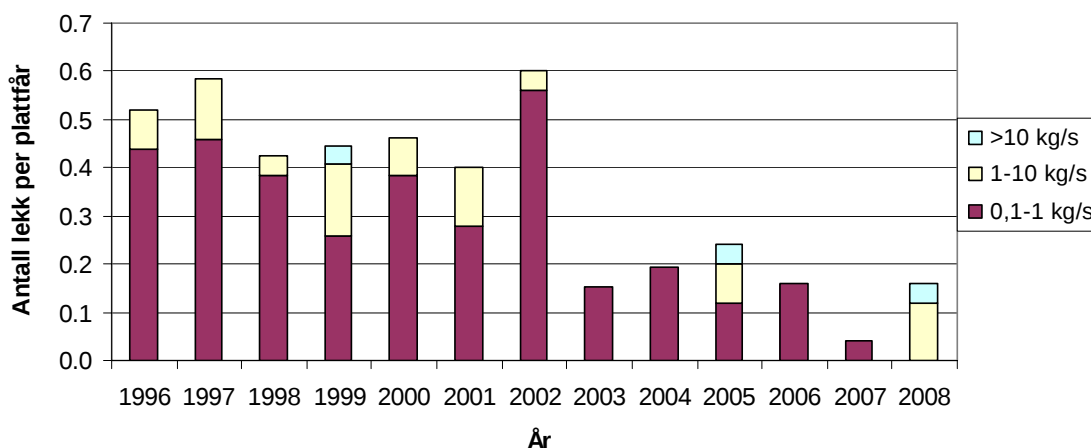
På grunn av det lave antallet lekkasjer over 1 kg/s per år per innretningstype for produksjonskomplekser og flytende produksjonsinnretninger, ligger disse observasjonene innenfor den variasjonen man normalt kan forvente uten at man kan si at det har skjedd en signifikant endring. For faste produksjonsinnretninger har det derimot vært fire lekkasjer over 1 kg/s i 2008, noe som kan indikere en økning i antall lekkasjer for denne innretningstypen.

### 6.2.1.3 Normalisering i forhold til innretningsår

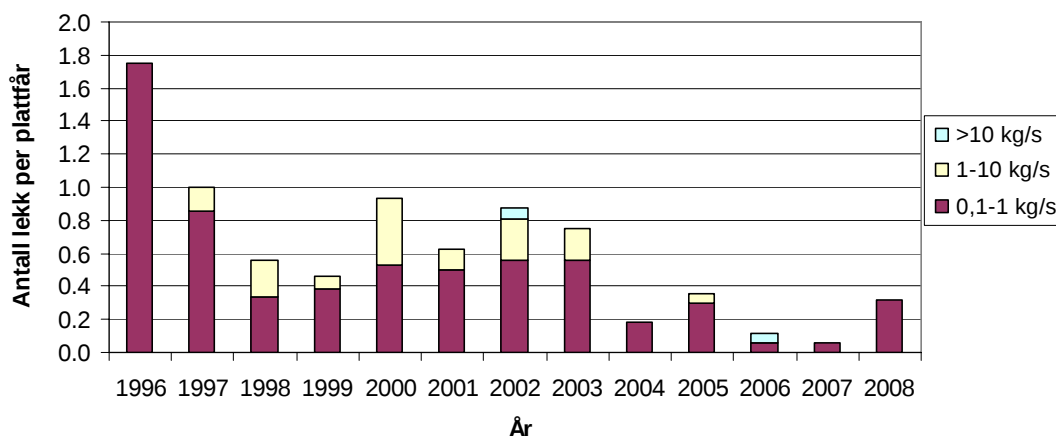
Figur 31, Figur 32, Figur 33 og Figur 34 viser antall lekkasjer normalisert i forhold til eksponeringen, nærmere bestemt i forhold til antall innretningsår. Figur 31 viser for alle produksjonsinnretninger, mens Figur 32, Figur 33 og Figur 34 viser frekvensen for de ulike typer produksjonsinnretninger. I denne sammenheng regnes et produksjonskompleks som ett innretningsår, uansett hvor mange innretninger som er broforbundne. Dette anses mest realistisk, da de fleste komplekser (unntatt Oseberg Feltsenter og Ekofisk-senteret) kun har en innretning hvor prosessering foregår.



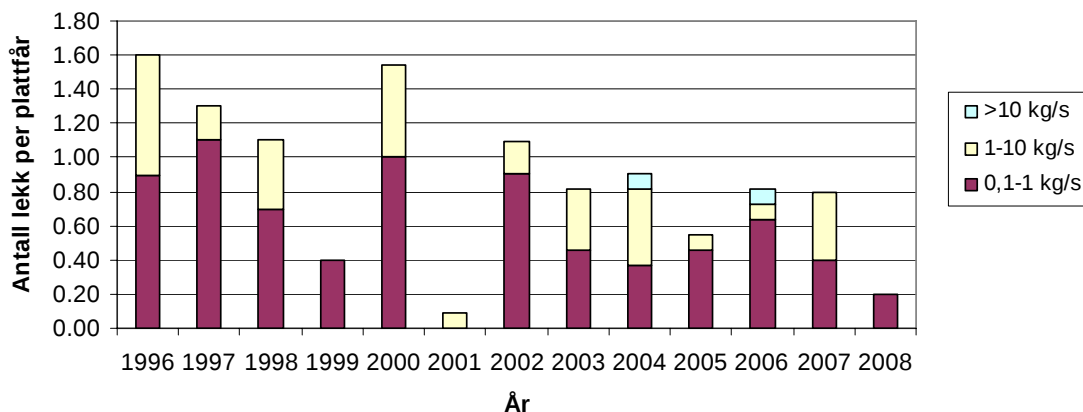
**Figur 31** Antall lekkasjer per innretningsår, alle produksjonsinnretninger



**Figur 32** Antall lekkasjer per innretningsår, faste produksjonsinnretninger



**Figur 33** Antall lekkasjer per innretningsår, flytende produksjonsinnretninger



**Figur 34** Antall lekkasjer per innretningsår, produksjonskomplekser

Ved å sammenligne de normaliserte figurene med figurene som kun viser antall lekkasjer (Figur 28, Figur 29 og Figur 30), ser man at normaliseringen endrer relativt lite på de trendene man kan lese av figurene som viser antall lekkasjer.

De forhold som utmerker seg spesielt, er følgende:

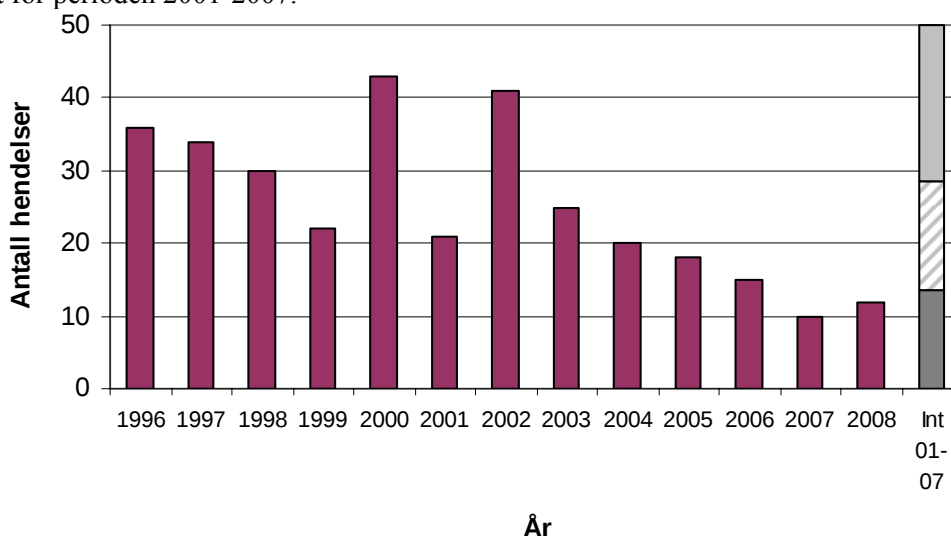


- Antall lekkasjer per innretningsår for faste produksjonsenheter er betydelig lavere i perioden 2003–08 enn i perioden 1996–2002. Det er registrert flere lekkasjer i 2008 enn i 2007, men antallet i 2008 ligger under gjennomsnittet. Det er totalt registrert 4 lekkasjer over 1 kg/s, hvor 1 av lekkasjene hadde en rate større enn 10 kg/s. Dette er det nest høyeste antallet lekkasjer over 1 kg/som er registrert.
- Antall lekkasjer per innretningsår for flytende produksjonsenheter er betydelig lavere i perioden 2004–2008 enn i perioden 1996–2003. Det lave antallet lekkasjer i 2006 og 2007 er imidlertid ikke opprettholdt i 2008 da det er en klar økning i antall registrerte hendelser (fra henholdsvis 2 og 1 til 6). Et positivt trekk er at det ikke er registrert noen lekkasjer med rate over 1 kg/s. Det har generelt vært betydelig flere lekkasjer per innretningsår på flytende innretninger enn på faste innretninger, og dette er også tilfelle for 2008.
- For produksjonskompleks er antall lekkasjer per innretningsår i 2008 det nest laveste som er registrert for hele perioden (1996–2008), og antallet ligger følgelig under gjennomsnittet. Et annet positivt trekk er at det ikke er registrert noen lekkasjer med rate over 1 kg/s. Generelt har antall lekkasjer per innretningsår vært høyere for produksjonskompleks enn for faste og flytende produksjonsinnretninger. Det kan stilles spørsmål om dette skyldes at det er flere enheter med prosessering innenfor et kompleks, men som nevnt ovenfor har de fleste innretninger (unntatt Ekofisk-senteret) kun en innretning hvor prosessering foregår. I 2008 er imidlertid antall lekkasjer per innretningsår for produksjonskompleks høyere enn for faste produksjonsinnretninger, mens det er lavere enn for flytende produksjonsinnretninger.

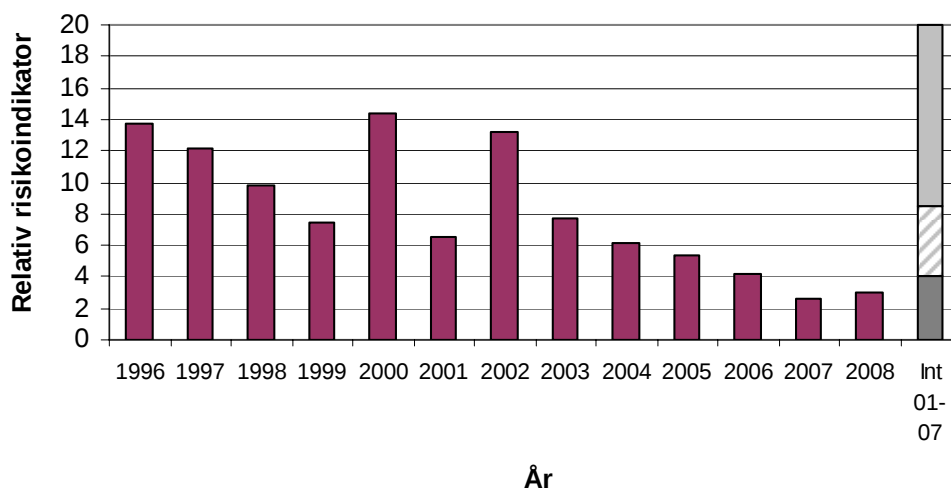
### 6.2.1.4 Vurdering av trender

I Pilotprosjektrapporten ble det beskrevet en metode for å bedømme om endringer i indikatorverdier er så vesentlige at det er grunn til å regne de som holdbare ("signifikante" i statistisk språkdrakt). Den samme testen er benyttet i de følgende diagrammene.

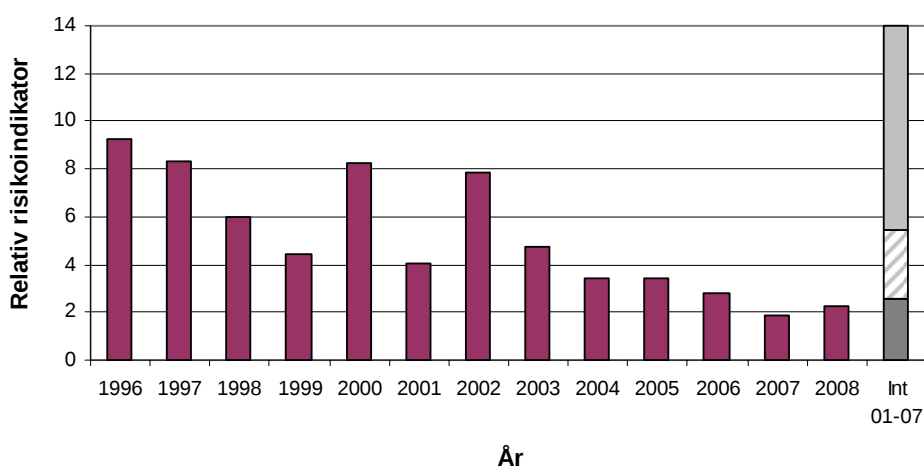
I de følgende seks trendfigurene angir søylen lengst til høyre tre områder; mørk grå, skravert grå og lys grå. Ved å sammenholde siste året, år 2008, med denne søylen kan man lese av om nivået siste året viser en signifikant økning (lys grå), en signifikant reduksjon (mørk grå), eller om tallmaterialet er slik at en signifikant endring ikke kan påvises (skravert grå). Disse sammenlikningene er gjort mot gjennomsnittet for perioden 2001–2007.



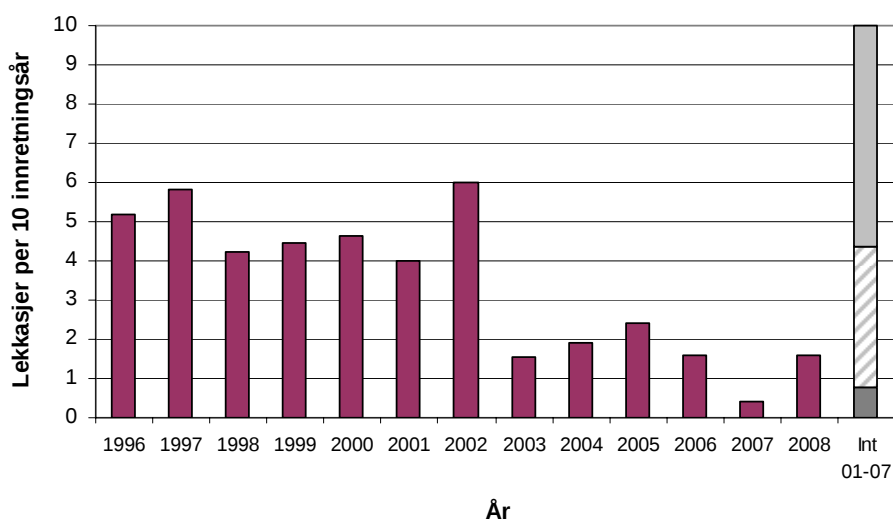
**Figur 35** Trender lekkasjer, ikke normalisert



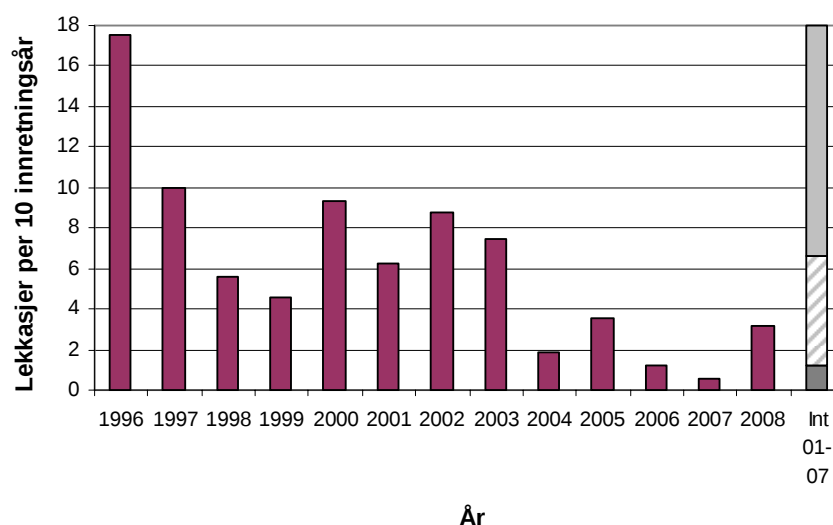
**Figur 36** Trender lekkasjer, normalisert i forhold til arbeidstimer



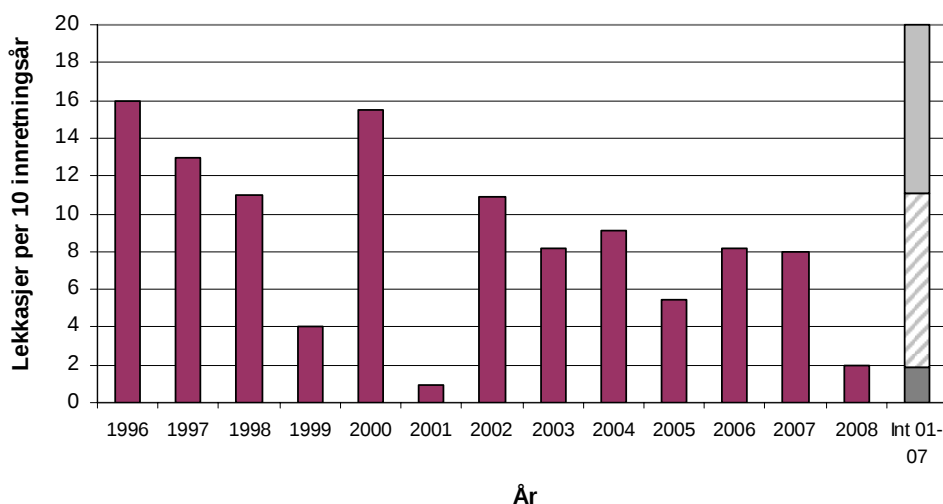
**Figur 37** Trender lekkasjer, bemannet produksjon, DFU1, normalisert mot innretningsår



**Figur 38** Trender lekkasjer, fast produksjon, DFU1, normalisert mot innretningsår



**Figur 39** Trender lekkasjer, flytende produksjon, DFU1, normalisert mot innretningsår



**Figur 40** Trender lekkasjer, komplekser, DFU1, normalisert mot innretningsår

Figurene viser at reduksjonen er statistisk signifikant for flere av kategoriene:

- Antall lekkasjer viser en statistisk signifikant reduksjon i 2008.
- Antall lekkasjer normalisert i forhold til arbeidstimer viser en statistisk signifikant reduksjon i 2008.
- Det er i 2008 en statistisk signifikant reduksjon for antall lekkasjer for bemannede produksjonsenheter, normalisert for antall innretningsår.

Det kan ikke påvises en signifikant endring for antall lekkasjer for komplekser, flytende eller faste produksjonsinnretninger, normalisert for antall innretningsår. Antall lekkasjer for kompleks ligger imidlertid rett over grensen for signifikant reduksjon.

I henhold til Figur 35 er det en klart synkende trend i antall lekkasjer i 2008, mens det i henhold til Figur 27 er en økning i risikobidraget i forhold til tidligere år. Til tross for relativt få lekkasjer var det altså et høyt risikobidrag i 2008. Dette skyldes hovedsakelig høy vekt for en av lekkasjene i kategorien 1-10 kg/s og høy vekt for lekkasjen i kategorien >10 kg/s.

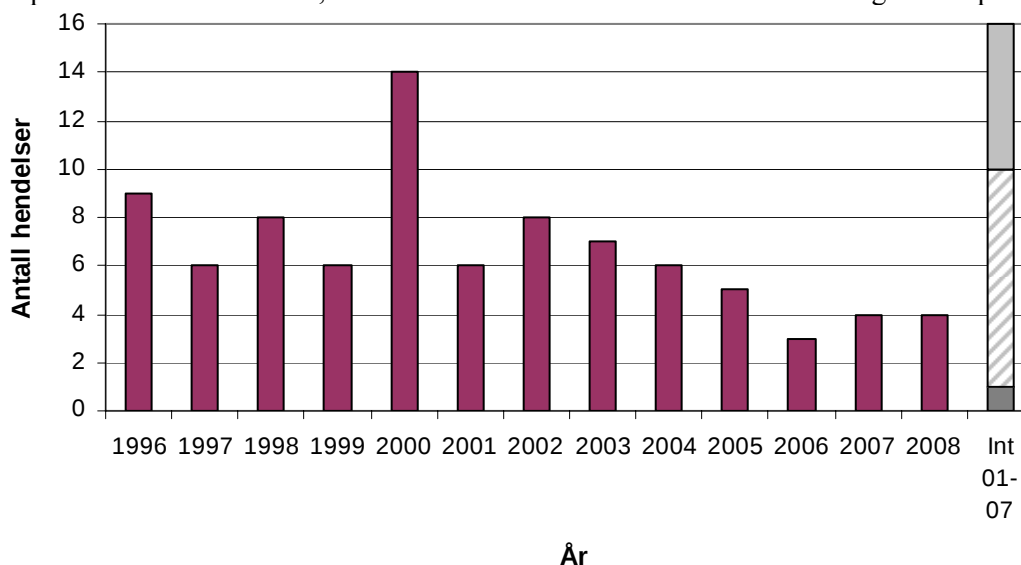


### 6.2.1.5 Lekkasje over 1 kg/s

I pilotprosjektrapporten ble lekkasjer over 1 kg/s tatt med som en egen gruppe av to årsaker:

- Det var helt utenkelig at det skulle være noen underrapportering for perioden 1996-99
- Det ga en god anledning til å kunne sammenlikne med engelsk sokkel.

Figur 41 viser en oversikt for de lekkasjene som er over 1 kg/s. År 2000 skiller seg noe ut, med en dobling i forhold til de fire tidligere år. Figuren viser at antallet lekkasjer varierer mellom tre og ni lekkasjer per år for de andre årene, hvor 2006 hadde det laveste antallet som er registrert i perioden.



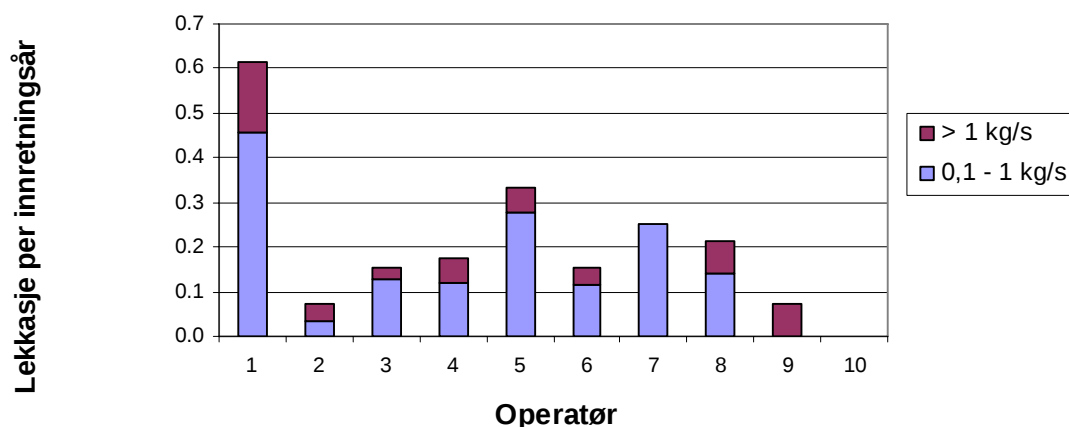
**Figur 41** Lekkasje over 1 kg/s, ikke normalisert

I 2008 ble det, i likhet med i 2007, registrert fire lekkasjer over 1 kg/s, og det er kun i 2006 at det har blitt registrert et lavere antall. I henhold til Figur 41 er tallmaterialet slik at ingen signifikant endring kan påvises for antall lekkasjer over 1 kg/s i 2008. Som nevnt i kapittel 6.2.1.1 bidrar lekkasjer over 1 kg/s sterkt til indikatoren for lekkasjer vektet i forhold til risikopotensial. Av de fire lekkasjene i 2008, var en av lekkasjene i kategorien >10kg/s, mens de tre andre var i kategorien 1-10 kg/s. En av lekkasjene i kategorien 1-10 kg/s og lekkasjen i kategorien >10 kg/s er vurdert å ha potensielt høye konsekvenser, og er derfor gitt høy vekt. Som tidligere nevnt fører dette til et høyt risikobidrag i 2008.

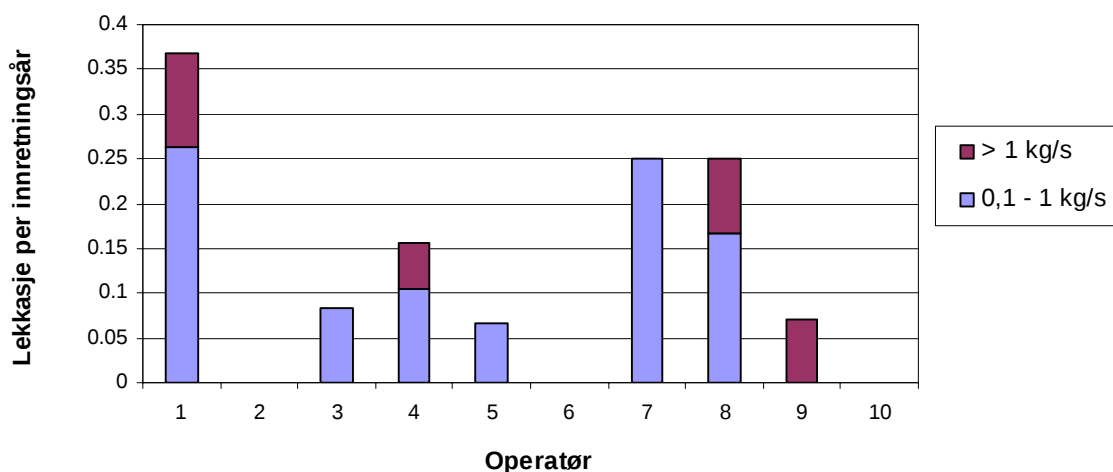
### 6.2.1.6 Forskjeller mellom selskaper og innretninger

Når det gjelder hyppighet av hydrokarbonlekkasjer > 0,1 kg/s, har det så lenge en har samlet inn data, vært betydelige forskjeller mellom operatørselskaper og enkeltinnretninger. Figur 42 viser en sammenlikning mellom operatørselskapene, når det gjelder gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår for perioden 1996-2008. I datagrunnlaget for 2008 er Statoil og Hydro er slått sammen til ett selskap (StatoilHydro) og Marathon er inkludert. Dette resulterer i ti operatørselskaper i 2008. Data for Statoil og Hydro er også slått sammen for hele perioden fra 1996.

Figur 42 viser at noen selskaper har betydelig forbedringspotensial. De to selskapene som har høyst gjennomsnittlig lekkasjefrekvens, har også høy frekvens av de mest alvorlige lekkasjer, > 1 kg/s. Om en derimot reduserer perioden til de siste seks år, 2003-08, innebærer det at årene med de høyeste antall lekkasjer elimineres. Figur 43 viser en sammenlikning av gjennomsnittlig lekkasjefrekvens for operatørselskaper for de siste seks år. I 2008 er det kun ett selskap som står for alle hydrokarbonlekkasjer.



**Figur 42 Gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår, 1996-2008**



**Figur 43 Gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår, 2003-08**

Det er også interessant å se på lekkasjefrekvens per innretningsår, uavhengig av selskap. Tabell 7 viser en oversikt over de innretninger (anonymisert) som har høyere gjennomsnittlig antall lekkasjer per år i de siste fem år, enn gjennomsnittet. Gjennomsnitt for perioden 2004-08 er 0,22 lekkasjer per innretningsår. Anonymiseringskodene er de samme som i kapittel 7.

De to innretningene som i gjennomsnitt har minst 1 lekkasje per år (de to første i Tabell 7) utgjør til sammen 17 % av samtlige hydrokarbonlekkasjer i femårsperioden. De 17 innretningene som er vist i Tabell 7, har et høyere antall lekkasjer per år enn gjennomsnittet på norsk sokkel, og de utgjør totalt 76 % av samtlige hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel. Tre av de fire første i Tabell 7 er de samme som i rapportene for 2005, 2006 og 2007.

I den andre enden av skalaen finnes det et lite antall innretninger, av varierende størrelse og kompleksitet, som ikke har rapportert hydrokarbonlekkasjer > 0,1 kg/s i hele perioden 1996-2008. De betydelige variasjoner som her demonstreres, er en ytterligere understrekning av et betydelig forbedringspotensial.



**Tabell 7** Gjennomsnittlig antall lekkasjer per år for de innretninger som ligger over gjennomsnittet

| Innretning<br>(Anonymiseringskode)      | Gjennomsnittlig antall<br>lekkasje per år, 2004-2008 |
|-----------------------------------------|------------------------------------------------------|
| AÆ                                      | 1,4                                                  |
| AG                                      | 1,2                                                  |
| AU                                      | 0,6                                                  |
| BC                                      | 0,6                                                  |
| AR                                      | 0,6                                                  |
| BH                                      | 0,6                                                  |
| M                                       | 0,6                                                  |
| AJ                                      | 0,6                                                  |
| AI                                      | 0,6                                                  |
| BQ                                      | 0,6                                                  |
| AW                                      | 0,6                                                  |
| AX                                      | 0,6                                                  |
| AQ                                      | 0,4                                                  |
| BK                                      | 0,4                                                  |
| BW                                      | 0,4                                                  |
| U                                       | 0,4                                                  |
| D                                       | 0,4                                                  |
| Gjennomsnitt norsk sokkel,<br>2004-2008 | 0,22                                                 |

### 6.2.1.7 Sammenlikning med lekkasjefrekvens for britisk sokkel

Detaljerte data fra norsk sokkel om hydrokarbonlekkasjer er sammenliknbare med data som publiseres av HSE for britisk sokkel (HSE, 2003, 2005, 2006 & 2008). Fram til og med 2004 ble det vist sammenlikning mellom norske og britiske data basert på de respektive myndigheters egne klassifiseringskriterier og -kategorisering, selv om en var klar over noen forskjeller som påvirker sammenlikningen. Etter hvert ble en klar over at disse forskjellene spilte en større rolle enn det som i utgangspunktet var antatt. Fra og med rapporten fra 2005 av ble presentasjonen utvidet noe, og fra og med rapporten for 2007 presenteres kun data som er klassifisert etter de samme kriterier:

- Sammenlikning av lekkasjefrekvenser per innretningsår for alle typer hydrokarbonlekkasjer (olje, gass, tofase), der kriteriene for utvelgelse av data er de samme på britisk og norsk sokkel, for de deler av soklene som ligger nord for 59°N, benevnt "nordlige Nordsjøen".

Kriteriene som brukes er de samme som er brukt for analyse av hydrokarbonlekkasjer for øvrig i denne rapporten, dvs. klassifisering kun etter lekkasjerate.

Som i tidligere rapporter er det gjort sammenlikning for britisk og norsk sokkel i nordlige deler, dvs. nord for 59°N, på norsk sokkel alle felt fra Grane og nordover (dvs. at følgende områder ligger sør for 59°N og derfor ikke er inkludert: Sleipner-området og Sørfeltene). Det ble inngående forklart i Pilotprosjektrapporten hvorfor dette valget var gjort. Tabell 8 viser at det er om lag like mange innretninger på britisk og norsk sokkel i områdene nord for 59°N. Figur 44 viser hvordan soklene deles av 59°N.



**Figur 44** Kart som viser posisjon til felt i forhold til 59°N (kilde: Faktaheftet, OED, 2008)

Det må bemerkes at typen innretninger på de to lands sokler nord for 59°N har noenlunde samme type innretninger, de eldre store integrerte innretninger og mer moderne flytende produksjonsinnretninger. Dette innebærer at normalisering per innretningsår er forholdsvis representativt.

Det må videre bemerkes at rapporteringsperiode hos HSE går fram til 31.3. i hvert år. Siste periode som er tilgjengelig er 1.4.2007-31.3.2008. Denne perioden betegnes "2007", og sammenlignes med kalenderåret 2007 på norsk sokkel. I den detaljerte analysen (med basis i data fra HSE), har en både på norsk og britisk sokkel plukket ut følgende data om hydrokarbonlekkasjer:

- Type lekkasje:
  - o Gass- og tofaselekkasjer
  - o Oljelekkasjer (fra prosessanlegg)
- Periode som data er sammenlignet basert på tilgjengelige data fra HSE:
  - o Britisk sokkel: 1.4.2000-31.3.2008
  - o Norsk sokkel: 1.1.2000-31.12.2007
- Lekkasjerate:
  - o 0,1 – 1 kg/s
  - o > 1 kg/s

Ideelt sett er det ønskelig å midle data over en 5 års periode, særlig for lekkasjer > 1 kg/s, som det er relativt få av. Men for britisk sokkel er det ikke kjente data for hvert av årene 2000-04, kun for perioden sett under ett. Tabell 8 viser derfor 2 tallsett, ett for hele perioden 2000-07, samt tall for perioden 2005-07.



**Tabell 8 Sammenlignbare lekkasjefrekvenser for gass/tofase- (2F) og oljelekkasjer, norsk og britisk sokkel, 2000-2007 (2005-07 i parentes)**

| Sokkel                               | Antall lekkasjer<br>Gass/2F | Antall lekkasjer<br>olje | Antall innretningsår | Antall lekkasjer per 100 innretningsår |               |
|--------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------------------------|---------------|
|                                      |                             |                          |                      | Gass/2F                                | Olje          |
| <b>Lekkasjerate &gt;1 kg/s</b>       |                             |                          |                      |                                        |               |
| Norsk sokkel, nord for 59°N          | 29<br>(7)                   | 3<br>(0)                 | 276<br>(104)         | 10,5<br>(6,7)                          | 1,1<br>(0)    |
| Britisk sokkel, nord for 59°N        | 10<br>(3)                   | 6<br>(2)                 | 267<br>(97)          | 3,7<br>(3,1)                           | 2,2<br>(5,2)  |
| <b>Lekkasjerate 0,1-1 kg/s</b>       |                             |                          |                      |                                        |               |
| Norsk sokkel, nord for 59°N          | 94<br>(21)                  | 11<br>(2)                | 276<br>(104)         | 34,1<br>(20,2)                         | 4,0<br>(1,9)  |
| <b>Britisk sokkel, nord for 59°N</b> | 38<br>(11)                  | 19<br>(10)               | 267<br>(97)          | 14,2<br>(11,3)                         | 7,1<br>(10,3) |

Basert på Tabell 8 kan en observere følgende:

- For lekkasjer over 1 kg/s er norsk sokkel 94 % høyere enn britisk sokkel, for gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår i perioden 2000-07.
- For alle lekkasjer over 0,1 kg/s er norsk sokkel 82 % høyere enn britisk sokkel, for gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår i perioden 2000-07.

Det framgår at det er praktisk talt samme antall innretninger på britisk sokkel nord for 59°N og på tilsvarende del av norsk sokkel, men betydelig flere gass- og tofaselekkasjer > 1 kg/s på norsk sokkel. Forholdstallet blir tilsvarende om en inkluderer lekkasjer mellom 0,1 og 1 kg/s. Men for rene oljelekkasjer (mao. stabilisert olje uten betydelige mengder gass) er forholdet omvendt, det er flere lekkasjer på britisk sokkel enn på tilsvarende del av norsk sokkel.

Når perioden som betraktes reduseres til 3-års perioden 2005-07, blir det lite data og større usikkerhet. Men siden lekkasjefrekvensene på norsk sokkel er redusert mye etter 2002, er det også interessant å ta med disse frekvensene.

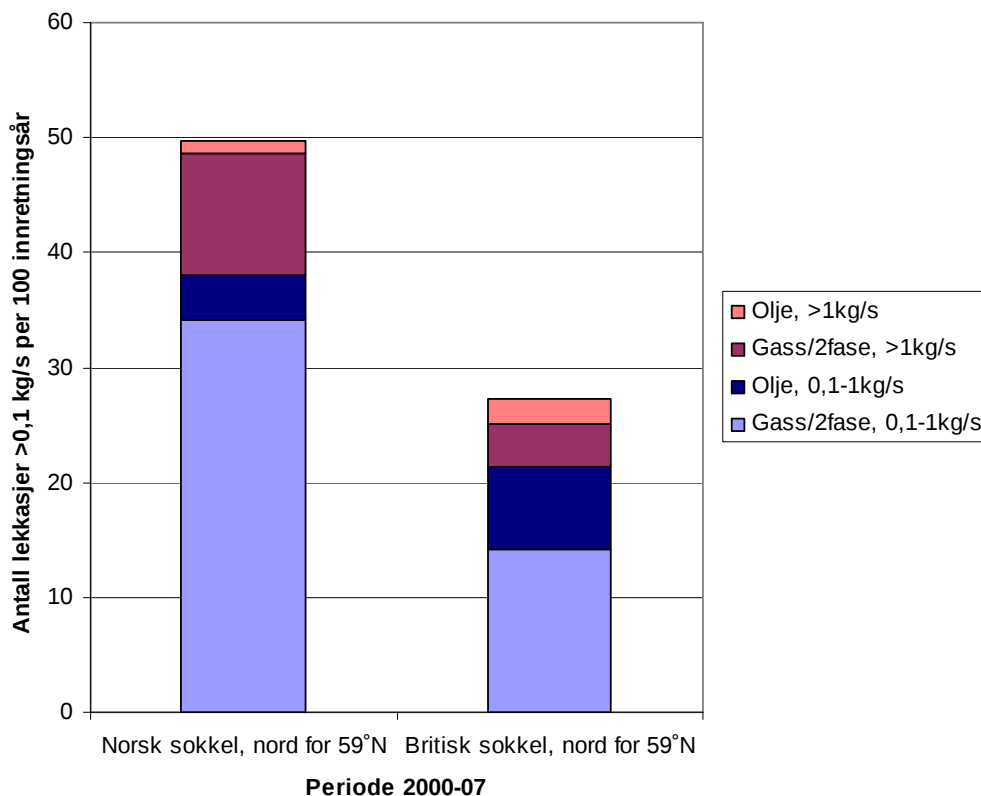
- For lekkasjer over 1 kg/s er norsk sokkel 31 % høyere enn britisk sokkel, for gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår i perioden 2005-07.
- For alle lekkasjer over 0,1 kg/s er norsk sokkel 7,6 % høyere enn britisk sokkel, for gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår i perioden 2005-07.

Dette innebærer at lekkasjefrekvenser på norsk sokkel for perioden 2005-07 er så godt som redusert til samme nivå som på britisk sokkel, men frekvensen av lekkasjer over 1 kg/s på norsk sokkel er fortsatt en del høyere. Men det må data til for en lenger periode før en kan trekke en mer sikker konklusjon.

Figur 45 viser en sammenlikning mellom norsk og britisk sokkel, der både gass/tofaselekkasjer og oljelekkasjer inngår, og der det er normalisert mot innretningsår, for de to lands sokler nord for 59°N. Figuren gjelder for perioden 2000-07. Data som inngår i figuren er begrenset til prosessutstyr, når det gjelder oljelekkasjer. I tillegg er det i perioden om lag 1 lekkasje i skaff i forbindelse med lagerceller per år på nordlig del av britisk sokkel, samt 1 lekkasje hvert tredje år i forbindelse med tankoperasjo-



ner på produksjons- eller lagringsskip. Tilsvarende lekkasjer har ikke skjedd i perioden på norske produksjonsinnretninger, men i 2008 var det en stor olje- og gasslekkasje i skafet på Statfjord A på norsk sokkel. Disse sistnevnte lekkasjer er ikke inkludert i figuren.



**Figur 45 Sammenlikning av gass/tofase- og oljelekkasjer på norsk og britisk sokkel per 100 innretningsår, gjennomsnitt 2000-07**

## 6.2.2 Antente hydrokarbonlekkasjer

### 6.2.2.1 Norsk sokkel

Betydelige ressurser bygges inn i innretningene for å forebygge og hindre at hydrokarbonlekkasjer fører til store branner eller eksplosjoner. Tiltakene kan være av teknisk og/eller operasjonell karakter. I de siste årene er det spesielt lagt stor vekt på å oppnå en bedre kontroll på tennkilder.

Ingen av lekkasjene over 0,1 kg/s som har vært rapportert i løpet av RNNP-perioden fra og med 1996 (13 år) har blitt antent. Kontrollen med tennkilder har vært vellykket i alle tilfellene der hydrokarbonlekkasjer har forekommet i denne perioden. Den siste antente lekkasje over 0,1 kg/s på norsk sokkel skjedde 19.11.1992.

En betydelig medvirkende årsak til at ingen av gasslekkasjene på norsk sokkel har blitt antent, må derfor tillegges at kontrollen med tennkildene er god. Det har likevel forekommet andre betydelige branner og de er omtalt nedenfor. Se for øvrig diskusjon av barrierer i kapittel 7.

### 6.2.2.2 Sammenlikning med antente lekkasjer på britisk sokkel

I tidligere rapporter har en benyttet andel antente lekkasjer på britisk sokkel fra publiserte kilder. Fra og med 2000 har vi hatt tilgang til hydrokarbonlekkasjer plukket ut etter tilsvarende kriterier på britisk sokkel som de som benyttes på norsk sokkel, som gjengitt i delkapittel 6.2.1.7.



Den siste antente lekkasjen fra prosessutstyr over 0,1 kg/s på britisk sokkel skjedde 16.2.2006. Dette var en massiv lekkasje på ca 7 000 kg gass, med en varighet på kun 15 sekunder, altså med ca 467 kg/s som gjennomsnittlig lekkasjerate. En eksplosjon og kortvarig brann fulgte antenningen, kun to personer fikk mindre brannskader, alle ble evakuert med livbåt og helikopter. Det har vært et par andre branner på britisk sokkel etter februar 2006, men ikke i tilknytning til lekkasjer fra prosessanlegget.

For perioden 1.10.1992 til 31.3.2008 har det vært følgende antall gass- og tofaselekkasjer på hele britisk sokkel:

- 545 gass/tofaselekkasjer > 0,1 kg/s
  - Herav 203 lekkasjer > 1 kg/s
- 7 gass/tofaselekkasjer > 0,1 kg/s har blitt antent
  - Herav 6 antente lekkasjer 0,1–1 kg/s
  - Herav 1 antent lekkasje > 10 kg/s

Hvis en ser på de siste år, for perioden 1.4.2000 til 31.3.2008, har det vært 158 gass- og tofaselekkasjer > 0,1 kg/s på hele britisk sokkel, hvorav 2 antente lekkasjer. Den ene av disse var den massive lekkasjen i 2006 som er omtalt ovenfor.

Selv om det er lite data, er det i alle fall ingen klare indikasjoner på at andelen antente lekkasjer på britisk sokkel har gått vesentlig ned de siste ti år. Det er derfor overveiende sannsynlig at det fortsatt er en betydelig forskjell på norsk og britisk sokkel når det gjelder antente lekkasjer. Hvis andelen antente på norsk sokkel hadde vært ca 1 %, altså tilsvarende som på britisk sokkel, er det kun et par prosent sannsynlighet for at det ikke skulle vært en eneste antent lekkasje på norsk sokkel i løpet av mer enn 16 år, siden november 1992.

### 6.2.3 Detaljert lekkasjefordeling

#### 6.2.3.1 Hyppighet av ulike lekkasjestørrelser

Med data som er rapportert i fra og med 2001 er det mulig å sammenlikne mer detaljerte lekkasjefordelinger. Grensene i Figur 46 er de samme som benyttes i NORSOK Z-013, Appendix G.

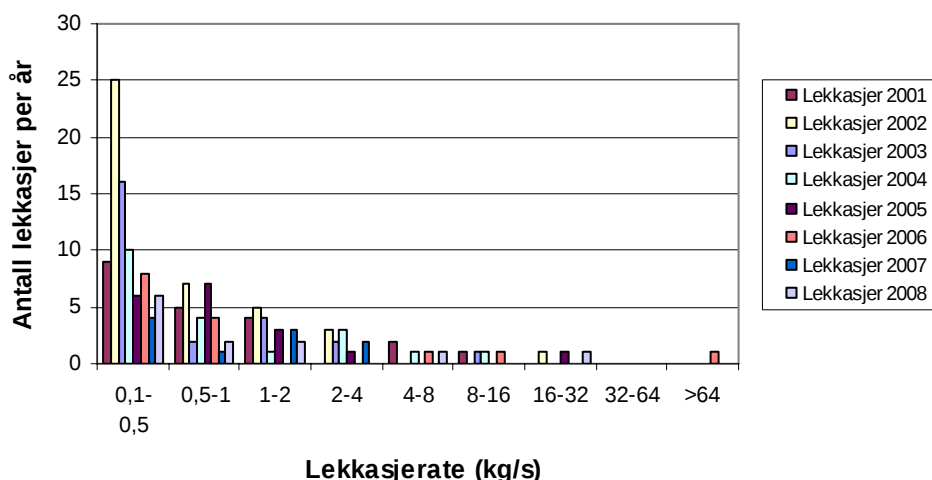
Figur 46 viser at det særlig er i kategorien 0,1-0,5 kg/s at det er store forskjeller i mellom årene i perioden 2001 - 05. I 2002 var det 25 lekkasjer mot 9 i 2001 og 16 i 2003. I 2004 var det 10 lekkasjer i laveste kategori, seks i 2005, mens det er åtte i 2006.

På den andre siden, om en ser på lekkasjer over 2 kg/s, var det tre slike lekkasjer i 2001 og 2003, mens det var fem slike hendelser i 2002 og 2004. I 2005 var dette redusert til to lekkasjer, og i 2006 er det tre.

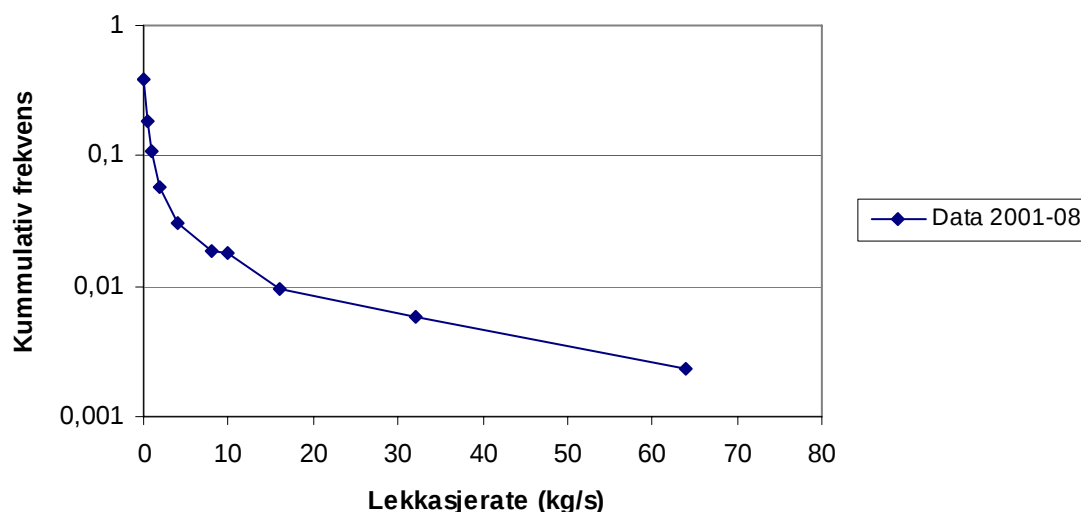
#### 6.2.3.2 Kumulative lekkasjefrekvenser

Kumulative lekkasjefrekvenser per innretningsår er viktige erfaringsdata fordi det kan danne basis for kalibrering av data som benyttes i kvantitative risikoanalyser. Det er ofte frekvenser for de høyeste lekkasjeratene som er mest kritiske (og de mest usikre).

De mest nøyaktige data om lekkasjer og -rater er kjent fra 2001. Den største lekkasjen i perioden var beregnet til ca 900 kg/s gass (Visund, 2006). Figur 46 viser fordelingen av lekkasjer som har inntruffet i de samme intervaller som benyttes i Annex G av NORSOK Z-013. Figur 47 viser en kumulativ fordeling av lekkasjer basert på dataene i Figur 46.



**Figur 46** Lekkasjefordeling for 2001-2008 med detaljerte kategorier



**Figur 47** Kumulativ fordeling for lekkasjerater, per innretningsår, gjennomsnittsverdier 2001-08

### 6.2.4 Årsaker til lekkasjer

HSE har i 2008 utgitt en ny oppdatering av sin analyse av hydrokarbonlekkasjer for perioden 2001-08 (HSE, 2008). Rapporten dekker perioden 1.1.2001 to 31.12.2007, men har understreket at siste kvartal av 2007 kan ha en dekning som er noe ukomplett, i og med at nedlasting av data skjedde midt i januar 2008, slik at oppdateringer etter det tidspunktet ikke er kommet med.

### 6.2.5 Arbeidsoperasjon når lekkasje skjer

Det ble i fase 7 gjort en mer omfattende analyse av forholdene som er til stede når lekkasjen skjer. Dette ble gjort i BORA prosjektet, og benyttes for å angi fordeling av lekkasjer. Arbeidet bygger på data for perioden 2001-2005, der granskingsrapporter i stor grad har vært tilgjengelig for å klassifisere arbeidsoperasjonene når lekkasje skjer (Vinnem et al. 2007).

Lekkasjene er klassifisert ut fra det som kalles ”initierende hendelse”. En initierende hendelse kan være teknisk svikt eller det kan være en feilhandling knyttet til utførelsen av en arbeidsoperasjon. Om en initierende hendelse faktisk fører til en lekkasje vil være avhengig av hvilke barrierefunksjoner som er på plass for å hindre lekkasje og hvor effektive disse funksjonene er.



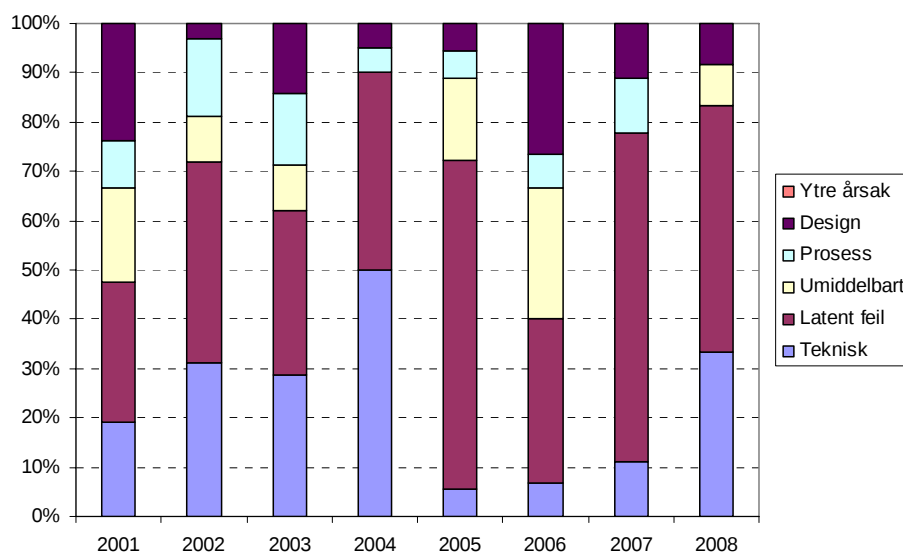
Det er viktig å merke seg at denne betydningen av initierende hendelse er annerledes enn det man vanligvis finner i offshore kvantitative risikoanalyser. Typisk ville da "lekkasje" ha blitt definert som en initierende hendelse, mens det i dette tilfellet altså er noe som kan føre til en lekkasje som defineres som initierende hendelser.

De initierende hendelsene har blitt identifisert og strukturert i seks hovedgrupper:

- A. Teknisk degradering av utstyr
- B. Menneskelig inngripen som introduserer en latent feil
- C. Menneskelig inngripen som medfører umiddelbar lekkasje
- D. Prosess forstyrrelser
- E. Innebygde design feil
- F. Ekstern last

Forklaringer på kategoriene og oversikt over initierende hendelser som inngår i hver kategori var omtalt utførlig i fase 7 på side 70.

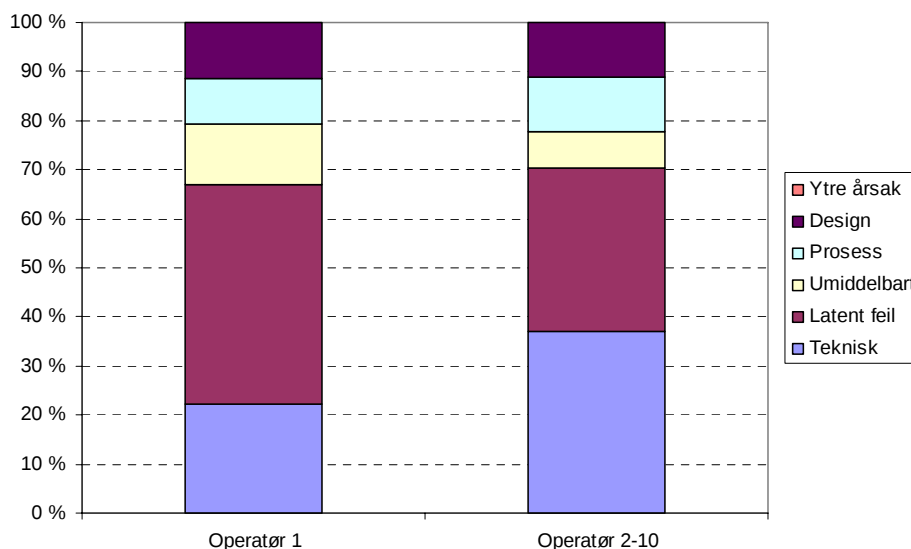
Figur 48 viser fordelingen på hovedkategoriene av initierende hendelser for hvert år i perioden 2001-2008. Det framgår at andelen tekniske feil har vært under 12 % i perioden 2005-2007, mens den var 33 % i 2008. Altså har det etter en periode med lav andel av denne typen initierende hendelser vært en økning i 2008.



**Figur 48 Fordeling av kategorier initierende hendelser, 2001-08**

Kategoriene B og C er knyttet til gjennomføring av manuell inngripen i systemene, enten ved at en latent feil introduseres (kategori B) eller ved umiddelbar lekkasje forårsaket av feil under gjennomføring (kategori C). I perioden 2001-2004 varierer summen av B+C mellom 40 og 50 %, mens denne andelen den ligger mellom 50 og 83 % i perioden 2005-2008.

Det er betydelige forskjeller mellom selskapene når det gjelder fordelingen mellom hovedkategoriene av initierende hendelser. Denne forskjellen er vist anonymisert i Figur 49, der anonymiseringskodene er de samme som i Figur 42. Operatør 1 har en høy andel lekkasjer (ca 57 %) forbundet med manuell intervensjon. De øvrige selskaper har ca 37 % av lekkasjer pga teknisk svikt, og 41 % som følge av manuell inngripen. I 2008 er det forøvrig kun operatør 1 som har registrert lekkasjer.



**Figur 49 Forskjellen på operatør 1 og øvrige mht kategorier initierende hendelser, 2001-08**

Det er verd å merke seg at de lekkasjer som skjer i forbindelse med manuell inngripen er det mulig å eliminere, dersom en kan oppnå robuste systemer som forhindrer at menneskelig feil fører til lekkasjer. I de fleste av disse tilfellene er det organisatorisk og/eller menneskelige barriereelementer som skal gi en slik robusthet, men ofte svikter også disse barriereelementene, eksempelvis ved at blindingslister ikke alltid følges, arbeidstillatelser blir ikke benyttet, osv.

I fase 7 var det gitt en oversikt over utstyr med teknisk svikt som hadde gitt lekkasjer, samt en mer detaljert fordeling av latente feil som hadde gitt lekkasje. Framstillingen fra fase 7 anses fortsatt å være dekkende.

## 6.3 Andre utslipp av hydrokarboner, andre branner

### 6.3.1 Brønnkontrollhendelser og brønnintegritet

Dataene for 2008 viser færre antall brønnkontrollhendelser innen produksjonsboring og leteboring sammenlignet med forrige år, se Figur 51. Figur 52 viser at det er størst andel brønnkontrollhendelser innen leteboring. Risikoen for brønnkontroll hendelser er redusert for både produksjonsboring og leteboring i forhold til i fjor, se Figur 53 og Figur 54 presenterer en lav vektet risiko for tap av menneskeliv innen leteboring og produksjonsboring i 2008. Den synkende trenden av den totale risikoen for brønnkontrollhendelser i de siste årene forteller oss at industrien har fokus på å utføre bore- og brønnaktiviteter på en sikker måte.

Mye tyder på at bore- og brønnarbeid i trykkavlastete, såkalte drenerte, modne reservoar, blir mer omfattende i de kommende årene. Dette vil være en utfordring både innen leteboring og produksjonsboring.

Kunnskap om brønnens tilstand gjennom overvåking, verifisering av barrierer, verifisering av robustheten til barrierene ut fra en levetidsbetraktning og kunnskap om storulykke er viktig med tanke på et økende antall operasjoner på modne felt som gjenbruker eksisterende topphullsseksjoner.

*Brønnsikkerhet i design og driftsfasen ivaretas ved oppfølging og fokus på brønnintegritet og brønnbarrierer. Muligheter for bedre synliggjøring av betydningen av brønnintegritet i driftsfasen, se delkapittel 6.3.1.4.*

## 6.3.1.1 Datagrunnlag

Inngangsdata er i hovedsak hentet fra følgende kilder:

- Petroleumstilsynets database Common Drilling Reporting System (CDRS / DDRS)
- Varslingsregisteret med innrapporterte hendelser fra medio 1997
- Petroleumstilsynets arkiv

Det ble som i tidligere år utført et manuelt søk i fritekst i CDRS.

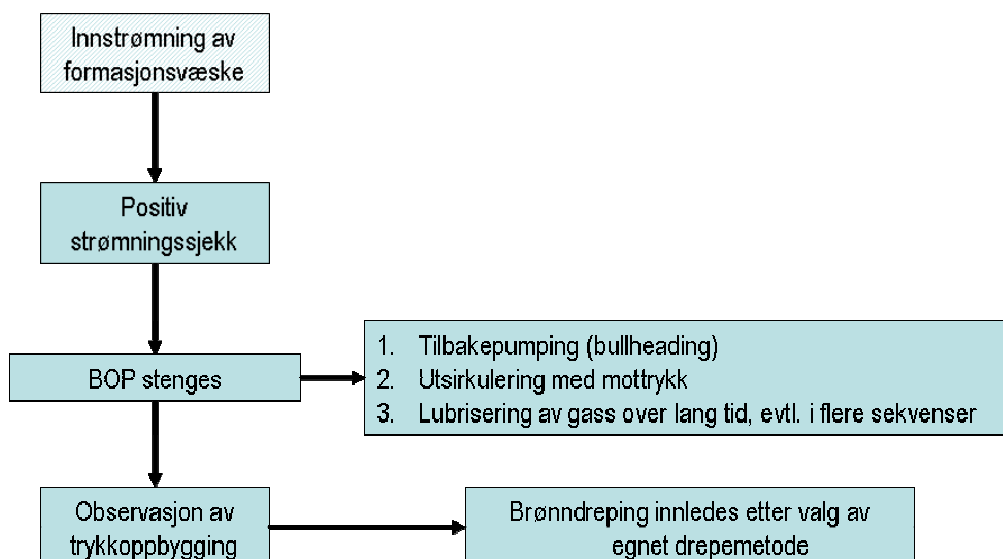
Alle funn ble kvalitetssikret i faggruppen for boring og brønntechnologi i Ptil innen medio januar. Operatørselskapene med brønnkontrollhendelser fikk deretter anledning til å gi kommentarer innen primo februar. Tvilstilfeller ble avklart mellom selskapene og Ptil med bakgrunn i ytterligere informasjon rundt bore- og brønnoperasjonene. Alle inngangsdata i årets database er således kvalitetssikret på flere nivå.

Definisjon på brønnkontrollhendelse:

*Med brønnkontrollhendelse menes utilsiktet innstrømning av formasjonsfluid i brønnen, hvor en får trykkoppbygging ved stengt BOP, etter positiv strømmingssjekk. Drepemetode er bestemt og iverksatt.*

Følgende kvalifiseres som brønnkontrollhendelser, se Figur 50:

- BOP er lukket i forbindelse med positiv strømmingssjekk med påfølgende trykkoppbygging. Dreping blir iverksatt.
- Tilbakepumping (bullheading) av mulig innfluks med BOP stengt.
- Sirkulering av brønn med stengt BOP der prosedyrevalget tilsier at man velger å ha et mottrykk mot formasjonen under utsirkulering.
- Utvidet avblødning av gass som pågår over lang tid eller i flere sekvenser for hver hullseksjon. Her er det gjort en vurdering av hver hendelse.



Figur 50 Flytskjema for hendelser som kvalifiserer som brønnkontrollhendelser



Følgende inngår ikke i oversikt og statistikk for brønnkontrollhendelser i denne analysen:

1. **Brønnintervensjon i kompletteringsstrengen med installert produksjonstre**  
Brønnintervensjoner der kompletteringsstreng og produksjonstre er installert er utelatt såfremt regulær boring i hydrostatisk overbalanse ikke utføres. Begrunnelsen for dette er at en hendelse her gir direkte gasslekkasje eller initierer utblåsning direkte.
2. **Avrevet teststreng og kollaps av førings- eller produksjonsrør**  
Hendelser med utstyrsvikt av typen avrevet teststreng under produksjonstest, svikt i barriere-element som f. eks. kollapset foringsrør, produksjonsrør etc. er ikke tatt med. Slike hendelser kompromitterer brønnbarrierer med dertil økt risiko, men oppfyller ikke i seg selv kriteriene for denne oversikten som brønnkontrollhendelse.
3. **Tapt sirkulasjon**  
Tapt sirkulasjon og tap av slamsøyle uten bekreftet trykkoppbygging eller bekreftet strømming av formasjonsfluid.
4. **Setting av væskeplugg eller sementering**  
Planlagt ubalanse slik at brønnsikringsventil (BOP) må lukkes for å holde mottrykk i forbindelse med setting av væskeplugg eller under sementering. Slike hendelser gir ofte trykk under BOP, men er ikke tatt med.
5. **Regulær strømmingssjekk**  
Strømmingssjekk med lukket BOP anses som prosedyre og tas ikke med dersom ikke trykkoppbygging.
6. **U-Tubing**  
Strømmingssjekk der ubalanse (u-tubing) forårsaker trykk, men trykket kan bløse ned relativt raskt.
7. **Trykkoppbygging etter hurtig innstengning**  
Trykk under BOP som kan tilskrives hurtig innstengning (trapped pressure) der trykket kan bløse ned.
8. **Utboet gass eller gasskontaminert boreslam**  
Gass avblødning i forbindelse med utboet gass eller gassholdig slam der ingen drepemetode eller sirkulasjon av brønnen er valgt. Her er det gjort en avveining i hvert enkelt tilfelle i forhold til gassavblødning. Hvis brønnstabilitet er gjenvunnet med avblødning og innpumping av slam, er hendelsen definert som brønnhendelse og inkluderes i statistikken.
9. **Bakgrunnsgass**  
Høye gassavlesninger slik at slammet byttes til tyngre slam uten at BOP er aktivert. Ved enkelte hendelser har brønnen sannsynligvis vært i hydrostatisk underbalanse med gassinnsig til brønnen, men disse hendelsene er utelatt såfremt BOP og strupeline ikke er brukt aktivt for å holde mottrykk.
10. **Utsirkulering av gass uten bruk av BOP**  
Sirkulering av "bottoms up" med høye gassavlesninger og prosedyremessig behandling av returslam gjennom gasseparator (poor boy).
11. **Grunn gass pipling utenfor brønnen**  
Grunn gass som pipler fra topphull fra havbunnsbrønner. Her er det gjort en vurdering av de enkelte hendelser. Bevisst gjennom boring av grunne formasjoner som inneholder fluid som strømmer i større mengder blir betegnet som en brønnkontrollhendelse og inkluderes i statistikken.
12. **Gass bak foringsrør uten strømmingspotensial**  
Kutting av foringsrør der oppsamlet gass blir frigjort. Dette er helt klart en risikabel operasjon, men grenseoppgangen i forhold til en kvalifisert brønnkontrollhendelse er vanskelig. Den strømmingen av gass som har skjedd mellom formasjonene er da gjerne av eldre dato (sannsynligvis ved sementering) og brønnhendelsen vil gi et brønnspar som utvikler seg til gasslekkasje og kan ikke defineres som utblåsning (i tilfelle en begrenset utblåsning). Kontinuerlig gasslekkasje etter en kutte/pluggeoperasjon anses som brønnkontrollhendelse med potensial til utblåsning og inkluderes i statistikken.

### 6.3.1.2 Kategorisering av brønnkontrollhendelser og grunn gass hendelser

Brønnkontrollhendelsene er klassifisert på samme måte som i de tidligere rapporter.

Kategori 1:

Regulære brønnkontrollhendelser som gir mulighet til flere veivalg for dreping uten at brønnens integritet forringes.

Kategori 2:

Alvorlige brønnkontrollhendelser som kjennetegnes med en eller flere av følgende parametre:

- Dårlig brønnintegritet
- Høyt innstrømningsvolum
- Høyt trykk
- Sekvensielle hendelser der brønnkontrollhendelse følges av nye brønnkontrollhendelser
- Utstyrsvikt som reduserer den operative toleransen for feil
- Vanskelig tilgjengelighet i forhold til dreping
- Ikke profesjonelt håndtert med påfølgende økning av risiko
- Dårlige operative forhold i forbindelse med dreping
- Potensiell strømning av grunt vann forekomster

Kategori 3:

Kritiske brønnkontrollhendelser. Dette er et relativt begrep, men situasjonen før og under dreping har tilspisset seg. De samme parametrene som nevnt i kategori 2 er gjerne til stede, men da i en forverret situasjon i forhold til sannsynlighet for tap av brønn med påfølgende utblåsning.

### Grunn gass

Vi har valgt å definere to kategorier av grunn gass hendelser.

Kategori 4:

I den første kategorien inngår alle grunne gasshendelser med gasstrømning til sjø, på havbunn og håndtering av mindre kvanta om bord på innretning.

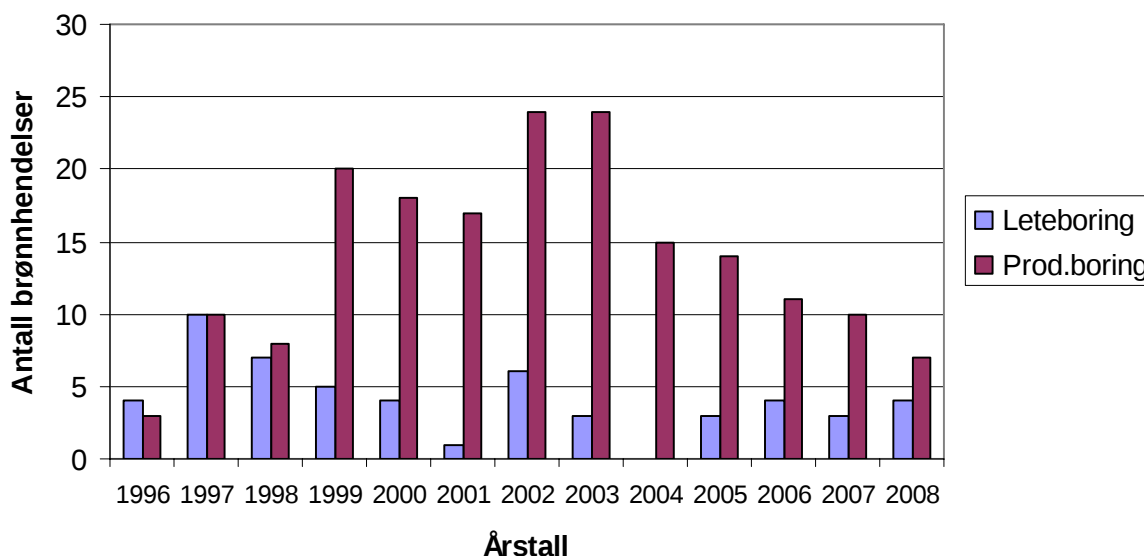
Kategori 5:

Alvorlige tilfeller hvor større kvanta gass strømmer ut og utgjør en potensiell fare for personell og materielle verdier.

### 6.3.1.3 Opptreden av brønnkontrollhendelser

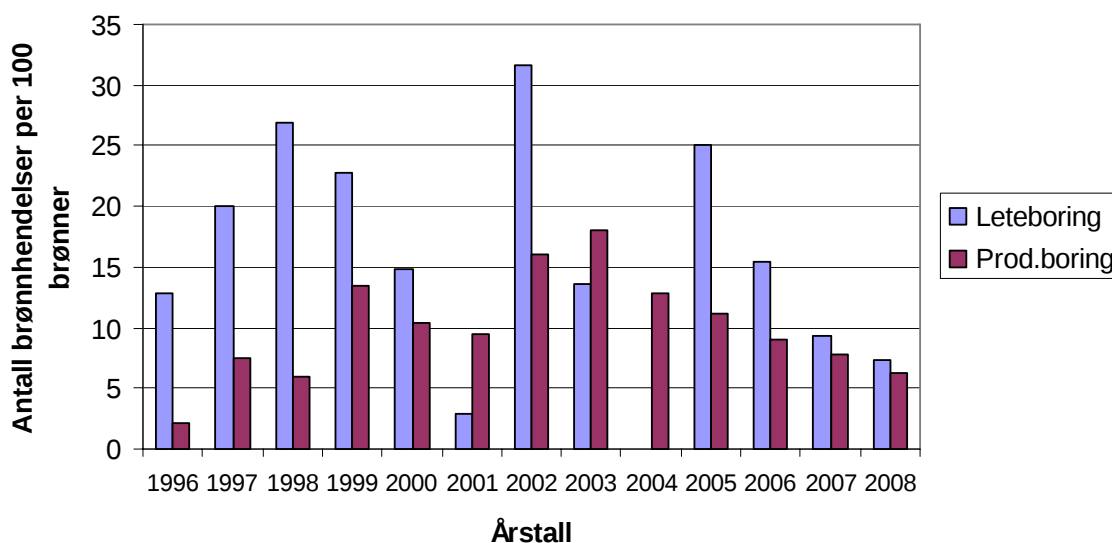
Det gjøres oppmerksom på at det her fokuseres på brønnenes konstruksjons- og kompletteringsfaser, og omfatter ikke brønnhendelser som følge av barrieresvikt under driftsfasen for brønnene.

Figur 51 viser antall brønnkontrollhendelser fordelt på leteboring og produksjonsboring i tidsperioden 1996 til 2008. Vi ser at det er innen produksjonsboring det rapporteres flest brønnkontrollhendelser. Etter normalisering per 100 brønner boret er det allikevel flest andel hendelser innen leteboring, se Figur 52.



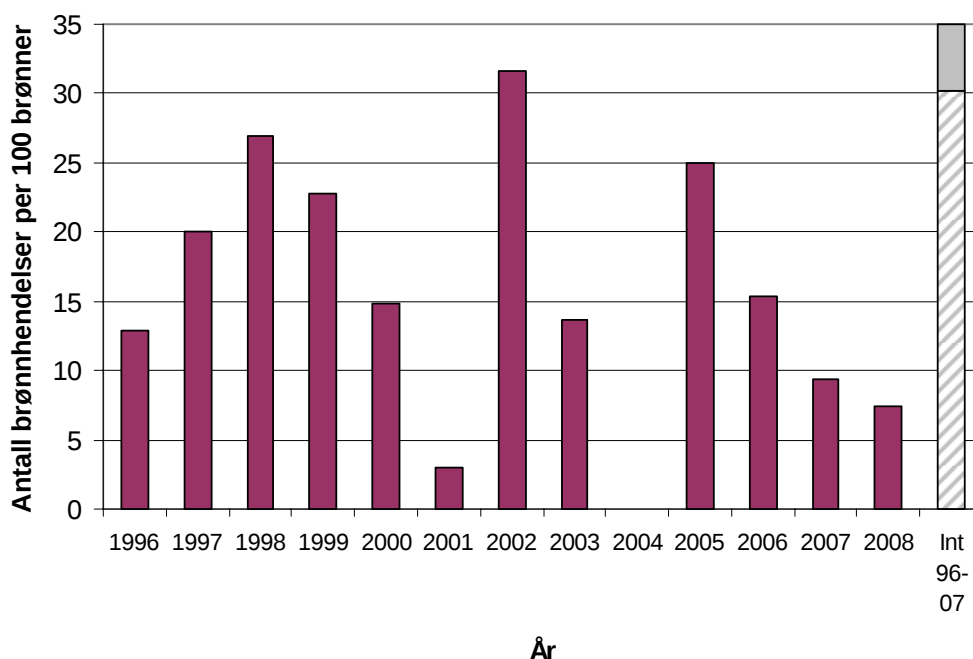
**Figur 51 Antall brønnkontrollhendelser i lete- og produksjonsboring, 1996-2008**

I Figur 52 er antall brønnkontrollhendelser normalisert per 100 brønner boret. Frekvensen viser at brønnkontrollhendelser innen produksjonsboring og leteboring er synkende. For leteboring er det noen årlige variasjoner, men det er en merkbar reduksjon siden 2005. I 2008 var det påbegynt totalt 56 letebrønner, hvor 44 av disse ble ferdigstilte samme år. Det er registrert brønnkontrollhendelser i fire av disse.



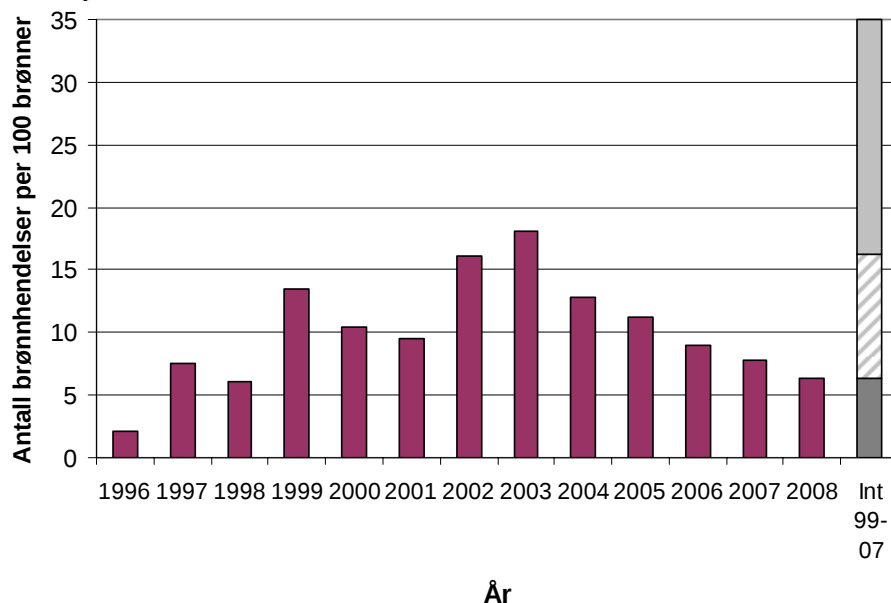
**Figur 52 Brønnhendelser per 100 brønner, lete- og produksjonsboring, 1996-2008**

I 2008 forekom det totalt 11 brønnkontrollhendelser, hvorav alle var kategorisert som regulære brønnkontrollhendelser kategori 1. Figur 53 og Figur 54 uttrykker risikoen for brønnhendelser for henholdsvis leteboring og produksjonsboring. Av Figur 53 ser en at frekvensen av brønnkontrollhendelser innen leteboring har store svingninger og at den er redusert de siste årene. Den positive utviklingen i 2004 må veies i forhold til et redusert aktivitetsnivå som følge av en langvarig streik på de flyttbare innretningene. I 2005 er det registrert to brønnkontrollhendelser med innstrømning av grunt vann i forbindelse med dypvannsboring ved leteboring. Disse brønnkontrollhendelsene ble vurdert til å være i kategorien *alvorlig*, og bidrar til en høy relativ risikoindikator. I 2006 er det registrert en høyrisiko grunn gass hendelse, som gir et forholdsvis stort bidrag til en relativ risikoindikator på 16 i Figur 53.



**Figur 53 Trender, brønnhendelser, leteboring, 2008 mot gjennomsnitt 1996-2008**

Figur 54 viser at risiko for brønnhendelser i produksjonsbrønner er blitt redusert og viser en statistisk signifikant reduksjon. Sammenligningen er gjort mot gjennomsnittet i perioden 1999-2007, ettersom nivåene var lavere i perioden 1996-98.



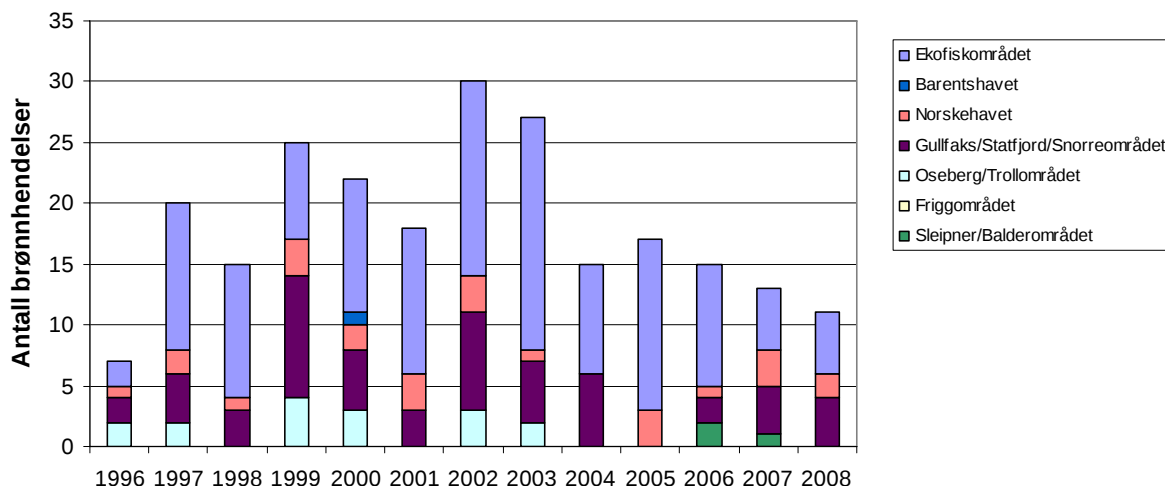
**Figur 54 Trender, brønnhendelser, produksjonsboring, 2008 mot gjennomsnitt 1999-2008**

Figur 55 viser en oversikt over alle brønnkontrollhendelser (for lete- og produksjonsbrønner). I oversikten framgår det hvilke områder på norsk sokkel brønnkontrollhendelser stammer fra. Områdeinndelingen tilsvarende samme inndeling som gitt i Oljedirektoratets sokkelkart. Vedlegg B viser mer informasjon om hvilke blokker som inngår i disse områdene.

Det framgår av figuren at Ekofisk-området (med felt som Ekofisk, Eldfisk, Valhall, Ula, Gyda, etc.) og Gullfaks/Statfjord/Snorreområdet er de to områder som skiller seg ut i forhold til brønnkon-

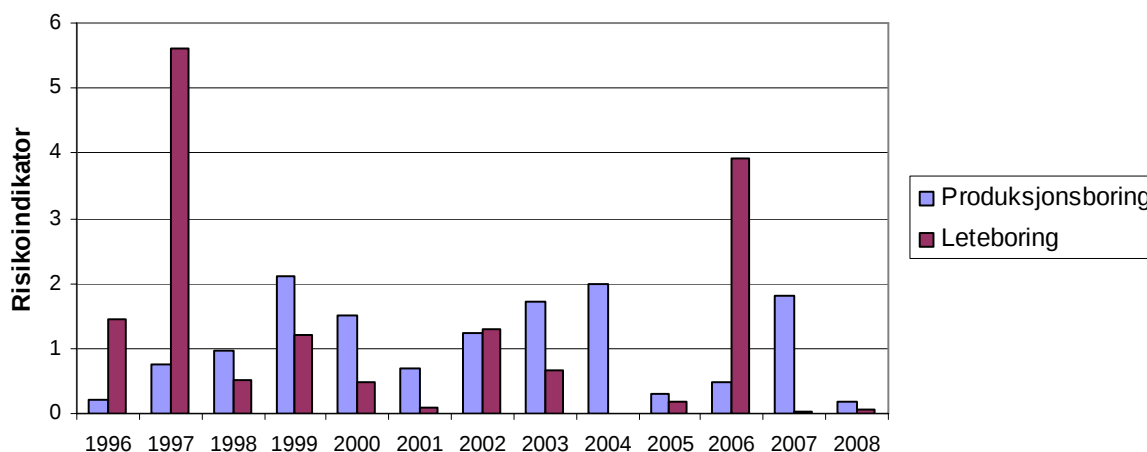


trollhendelser. Brønnkontrollhendelsene for året 2008 stammer fra Ekofisk-området, Gullfaks/Statfjord/Snorreområdet og Norskehavet, hvorav Ekofisk-området og Gullfaks/Statfjord/Snorreområdet er dominerende. Vi har opplevd en nedgang av hendelser innen Ekofisk-området i løpet av rapporteringsperioden 1997-2008. I 2006 og 2007 er det rapportert brønnkontrollhendelser fra Sleipner/Balderområdet, et område som det de foregående år ikke har vært registrert brønnkontrollhendelser fra.



**Figur 55 Fordeling av brønnkontrollhendelser på områder, 1996-2008**

Figur 56 viser utviklingen i vektet risiko for tap av liv normalisert mot arbeidstid i observasjonsperioden for produksjonsboring og leteboring. Risikoindeksen i 2008 er den laveste verdien i rapporteringsperioden (perioden 1996-2008). Den kraftige økningen i risikoindeksen for 2006 skyldtes i stor grad grunn gass hendelsen på Krabbefeltet. Figur 56 viser at vektet risiko for tap av liv er størst innen produksjonsboring de to siste årene og at risikoindeksen er lavere i 2008 enn foregående år. Av Figur 56 ser vi at leteboring har hatt en merkbar reduksjon i risikoindeks de to siste årene.



**Figur 56 Risikoindeks for lete- og produksjonsboring, 1996-2008**

### 6.3.1.4 Brønnintegritet

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte tilsynsaktiviteter vedrørende brønnintegritet som omhandlet brønner i drift i 2006. Tilsynsaktivitetene dekket 7 operatørselskap og 12 innretninger. Resultatene viste at selskapene hadde utfordringer innen tilgjengeligheten av kritisk brønninformasjon, dokumentasjon ved overlevering av brønner mellom enheter, monitorering av barrierer og integritet, opplæring og kompetanse. Tilsynsaktiviteten om brønnintegritet ble videreført mot 1 operatørselskap og 1 felt i 2007 som ikke var dekket i 2006.



SINTEF har på vegne av Ptil gjennomført to studier, i henholdsvis 2007 og 2008, om injeksjon av CO<sub>2</sub> og tilhørende utfordringer vedrørende brønnintegritet og begge studiene er tilgjengelige på Ptil sin nettside.

Well Integrity Forum (WIF) ble etablert 12. juni 2007 som en undergruppe av Drilling Managers Forum i OLF. Dette er et fagforum for operatører som har brønner i produksjon på norsk sokkel og samarbeider om felles utfordringer angående brønnintegritet. I perioden 2007-2009 har WIF arbeidet med følgende hovedtemaer:

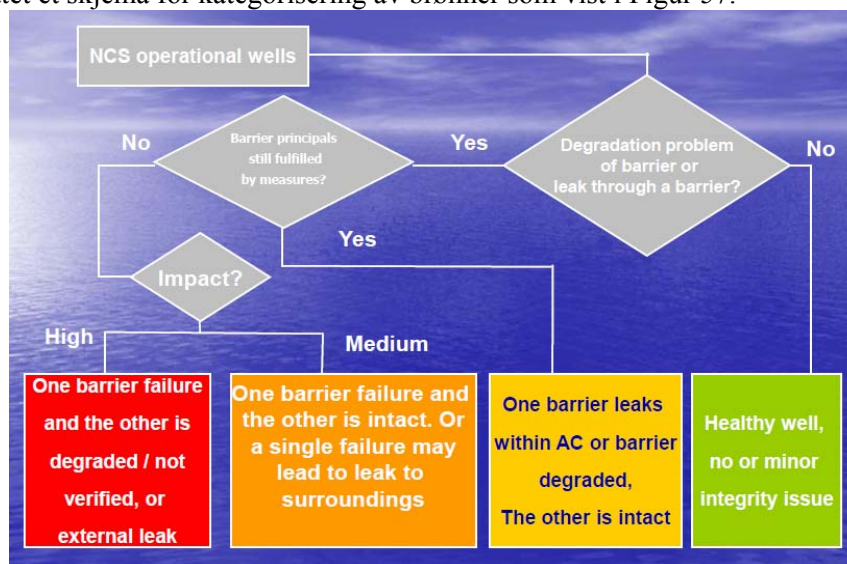
- opplæring av personell på land og til havs om brønnintegritet,
- dokumentasjon ved overlevering av brønner mellom enheter,
- brønnbarriere skisser (Well barriers schematics-WBS),
- etablering av måleparametre (KPI) og
- krav til styringssystem for brønnintegritet.

Dette arbeidet har resultert i publisering av OLF retningslinje 117 om brønnintegritet i 2008.

WIF har arbeidet med et pilotprosjekt for etablering av måleparametre (KPI) for brønnintegritet i 2008.

Operatørselskapene har gjennomgått alle "aktive" sine brønner på norsk sokkel, totalt 1677 brønner, med unntak av letebrønner og permanent pluggede brønner. Dette er gjennomført og rapportert i henhold til WIFs liste av brønnkategorier, med utgangspunkt i foreliggende definisjoner og undergrupper pr kategori.

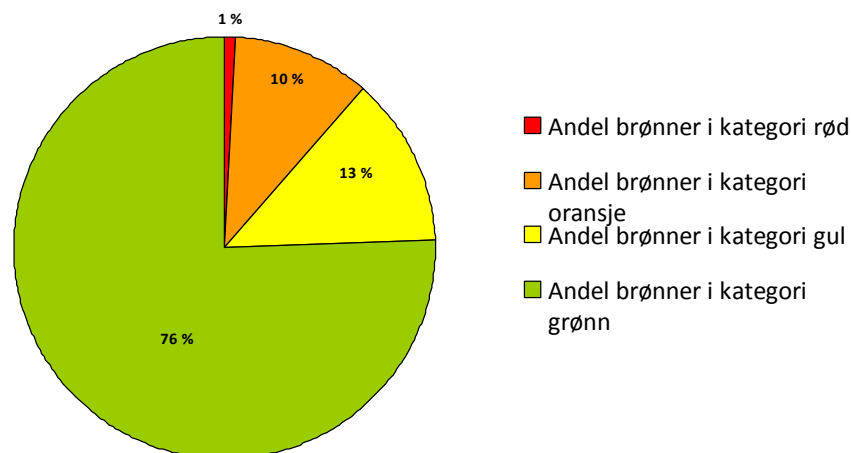
WIF har benyttet et skjema for kategorisering av brønner som vist i Figur 57.



**Figur 57 WIF benytter følgende brønnkategorisering i pilotprosjektet**

Kartlegging av aktive brønner mht brønnintegritet er gjennomført for første gang i 2008. WIF vil utarbeide et kapittel i OLF retningslinje 117 om brønnintegritet, hvor de vil beskrive bruken av matriksen og brønn kategoriseringen i mer detalj.

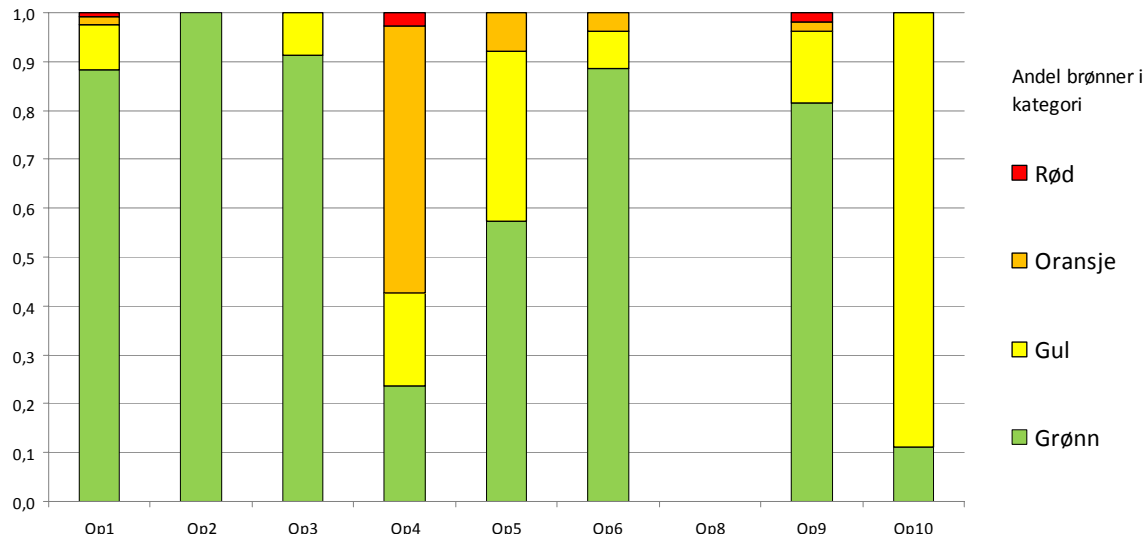
Kartleggingen av totalt 1677 brønner, omfatter åtte operatører; BP, ConocoPhillips, Exxon Mobil Norske Shell, StatoilHydro, Marathon, Talisman og Total EP Norge AS.



**Figur 58 Brønn kategorisering - kategori rød, oransje, gul og grønn, 2008**

Kartleggingen viser en oversikt over brønnkategorisering fordelt på prosent andel av totale utvalget av brønner på 1677 brønner.

Resultatene viser at 11 % av brønnene (rød + oransje kategori) har redusert kvalitet i forhold til krav om to barrierer. 13 % av brønnene er i kategori gul. Dette er også brønner med redusert kvalitet i forhold til krav om to barrierer, men selskapene har ved ulike tiltak kompensert forholdet på en slik måte at de anses å ivareta kravet om to barrierer. Resten av brønnene, dvs 76 %, er i kategori grønn. Disse anses fullt ut å ivareta kravet om to barrierer.



**Figur 59 Brønn kategorisering – fordelt på operatør nummer 1 til 10, 2008**

Det er imidlertid ingen av de rapporterte forholdene i kategori rød eller orange som er av en slik art at det vurderes være behov for tiltak, utover de tiltak selskapene selv har iverksatt

Det er behov for dialog og avklaringer mellom myndigheter og operatørselskapene om resultatene fra pilotundersøkelsen i løpet av 2009. Det understrekes også at disse indikatorene er en del av et pilotprosjekt, og at en først kan vektlegge resultatene når usikkerheten rundt rapporteringskriteriene er redusert.



### 6.3.2 Lekkasje fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsanlegg

Stigerørs- og rørledningslekkasjer har et betydelig potensial for storulykker, slik Piper Alpha ulykken tydelig demonstrerte (se mer utfyllende kommentarer i rapporten fra fase 4, Petroleumstilsynet, 2004). Slike hendelser gis derfor stor vekt.

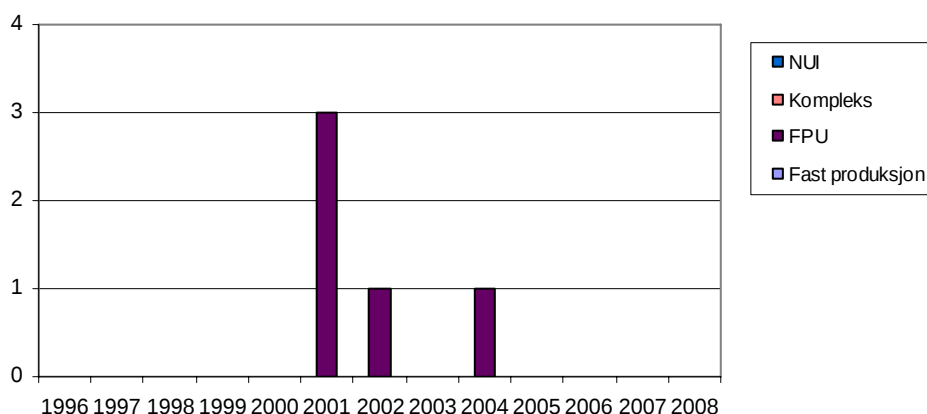
12.12.2007 inntraff et fullt brudd av en lasteslange som er en del av lastesystemet Offshore Loading System (OLS), mellom Statfjord A og tankfartøyer. Bruddet førte til utslipp av om lag 4400 kubikkmeter olje til sjø, det nest største oljeutslippet til nå i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Petroleumstilsynet gransket denne hendelsen i samarbeid med Statens Forurensingstilsyn og Kystverket. Rapporten peker på mangelfull styring og ansvarsbeskrivelse, mangelfull risikoforståelse av helheten i lastesystemet, mangelfull robusthet i utformingen av lastesystemet, mangelfull styring av endringer, manglende etterlevelse av vedlikeholdsprogrammet og mangelfull oppfølging etter en tilsvarende hendelse som sentrale bakenforliggende årsaker til hendelsen.

Kort tid etter, 10.1.2008, oppstod en uønsket hendelse i forbindelse med lasting av olje fra Draugen til tankfartøyet Navion Scandia, som resulterte i at lasteslangen ble brutt. Dette førte til akutt utslipp av om lag 6 kubikkmeter olje til sjø. En hydraulikkslange fikk et brudd, og hydraulikktrykket forsvant umiddelbart. Dette førte til hurtig lukking av en ventil på slangen, med trykkoppbygging. Dermed røk et svakt ledd på slangen, som er satt inn for overtrykkssituasjoner. Slangen delte seg i to, og forårsaket utslippet. Hendelsen medførte ingen direkte fare for personell om bord på Navion Scandia eller Draugen. De bakenforliggende årsaker til utslippet er i hht. Petroleumstilsynets gransking mangelfull ledelsesoppfølging, inkludert mangelfull bruk av erfaringer etter hendelser med bauglastingssystemet, mangelfull styring av endringer samt mangelfull kompetansestyring. Videre kan uoversiktige ansvarsforhold knyttet til oppfølging av bauglastingssystemet være en medvirkende årsak til hendelsen.

Omtalen av de to hendelsene med lasteslanger er inkludert i dette delkapitlet ettersom det ikke er noe eget delkapittel som dekker slike systemer. Samtidig tilsvare slike slanger til en viss grad fleksible stigerør, slik at en del årsaksforhold kan være sammenfallende.

Figur 60 og Figur 61 viser hendelser innenfor sikkerhetssonen, henholdsvis lekkasjer og skader, rørledninger og stigerør. Alvorlige skader inngår i beregningen av totalindikator, men med lavere vekt enn lekkasjer. I 2008 var det fire alvorlige skader på fleksible stigerør. Bare i 2006 har det vært registrert flere alvorlige skader på stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen.

Behovet for forbedring i næringen som ble beskrevet i rapporten for 2007 gjelder fortsatt. For fleksible rør ser vi særlig behov for forbedringer innen tilstandsovervåkning samt bedre erfaringsutveksling mellom aktørene.



**Figur 60** Antall lekkasjer fra stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2008



Som nevnt var det i 2008 fire alvorlige skader som bidrar til totalindikatoren. Figur 61 viser oversikt over de alvorligste skader i perioden 1996-2008.

I 2007 hadde vi en spesiell oppfølgingsaktivitet mot operatører og næringen som brukere og leverandører av fleksible rør. På slutten av 2007 ble erfaringer oppsummert og delt med en samlet næring på et seminar hos Ptil. I 2008 er dette fulgt opp gjennom å sette fokus på fleksible rør i møter med operatørene. Det har vært spesiell fokus på metoder for tilstandskontroll og erfaringsoverføring i denne oppfølgingen.

Som vist i rapporten for 2007 er det bare en mindre del av alle utilsiktede utslipp til sjø på norsk sokkel som har sin årsak i undervannsanlegg samt fra fiskeredsaker, budskapet er fortsatt gyldig, men gjentas ikke her.



**Figur 61** Antall "major" skader på stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2008

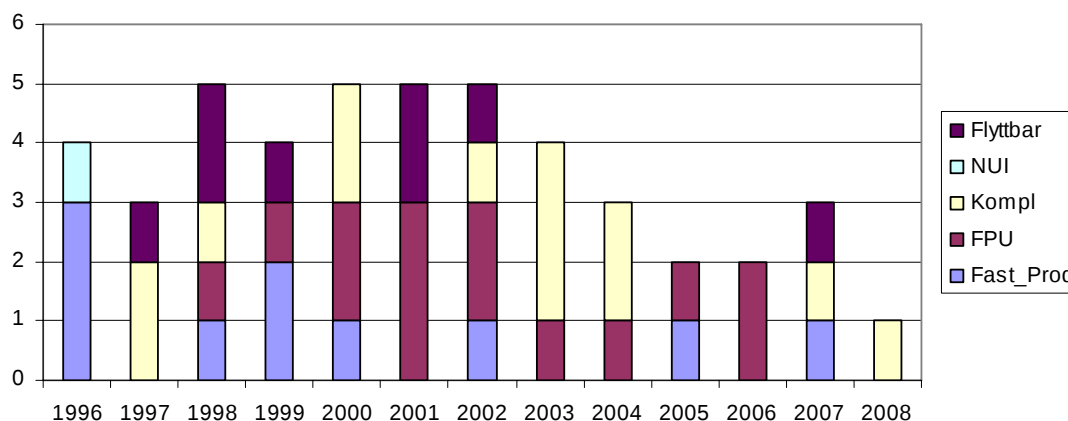
Det er imidlertid konstatert at utviklingen med feltskjøtskader på grunn av påkjenning fra fiskeredsaker fortsetter. Det er særlig rørledninger i skråningen ned mot norskerenna, der det er betydelig tråleraktivitet, som er utsatt for skader. Næringen har satt i gang et større prosjekt for å undersøke denne problemstillingen nærmere. Fullskala tester og risikoanalyser er en del av dette prosjektet.

Kvitebjørn gassrørledning ble alvorlig skadet av et anker i 2007. Dette skjedde ca 10 km fra Kvitebjørn plattformen. I august 2008 ble det ved en rutinemessig inspeksjon oppdaget lekkasje på skadestedet, noe som førte til at rørledningen ble stengt ned umiddelbart. Dette var etter at det var gjennomført omfattende analyser for å kvalifisere røret for bruk frem til endelig reparasjon i 2008, noe som senere var endret til 2009.

### 6.3.3 Andre branner

Diagrammet i Figur 62 viser antallet branner i perioden 1996-2008 og det er små endringer fra år til år. Det er kun branner med et farepotensial som kan skade mennesker eller utstyr som er tatt med i oversikten. Eksempler på dette er vist i Pilotprosjektrapporten.

Figur 62 viser bidraget for de forskjellige typer innretninger. Vi ser at brannene fordeler seg på alle typer innretninger. Normaliserte diagrammer er ikke tatt med da de ikke endrer bildet i særlig grad. Årets brann har lite bidrag i totalrisikoen. I Pilotprosjektrapporten, delkapittel 5.3.4, ble ytterligere detaljer omkring disse brannene diskutert.



**Figur 62 Andre branner, norsk sokkel, 1996-2008**

Enhver brann på en innretning på sokkelen er en alvorlig hendelse, men det er branner og eksplosjoner som involverer hydrokarboner som først og fremst har potensial til å gi en storulykke. Andre branner i elektrisk utstyr, hjelpeutstyr, brannfarlige væsker, osv. vil vanligvis ha et mindre dramatisk forløp, slik at det er flere muligheter for bekjempning. Hvis alle beredskapstiltak på den annen side svikter, kan også slike branner gi store skader. Sist det skjedde var i 1993, med brann i maskinrommet på den flyttbare innretningen West Alpha. Denne brannen pågikk i 6-7 timer før den ble slukket, ettersom innretningens egen brannvannsforsyning sviktet etter kort tid.

## 6.4 Konstruksjonsrelaterte hendelser

### 6.4.1 Kollisjon med fartøyer som ikke er feltrelaterte

Det har heller ikke i 2008 vært sammenstøt mellom ikke-feltrelaterte fartøyer og innretninger. Selv om en ser på hele perioden med petroleumsvirksomhet, har det vært svært få sammenstøt mellom passerende skip og innretninger på norsk sokkel. Det er derfor ikke tilstrekkelig grunnlag til å bruke kollisjoner som indikator for kollisjonsrisikoen. Kun to kollisjoner med ikke feltrelaterte fartøyer (som oftest kalt passerende skip) har inntruffet, og begge var noe spesielle (ubåt kolliderte med Oseberg B i 1988, og kollisjon med mindre fraktestartøyer mot H-7-innretningen på Norpipe-ledningen på tysk sokkel i 1995). På engelsk sokkel har det vært i overkant av ti kollisjoner med ikke feltrelatert trafikk, noen av dem har vært svært nær å gi katastrofale konsekvenser.

I fase 5 av prosjektet ble indikatoren for passerende skip på kollisjonskurs endret, for å bedre reflektere utviklingen som har vært de siste år. Samme indikator er brukt siden, men det er gjort en mindre justering i 2008 etter forslag fra StatoilHydro Marin.

#### 6.4.1.1 Rapporteringskriterier

Kriteriene for når et fartøy anses å være på potensiell kollisjonskurs, har vært de samme siden fase 3:

- Når kursen ligger innenfor sikkerhetssonen som innretningen har, og det ikke er oppnådd kontakt med fartøyet innen 25 minutter før mulig treff (TCPA), eller
- Dersom beredskapsfartøy (eventuelt helikopter eller annet fartøy) har vært mobilisert for å gå mot det innkommende fartøyet, regnes det som skip på kollisjonskurs, uansett tidsfaktor og estimert nærmeste passeringsavstand (CPA).

Følgende unntak gjøres:

- Fiskefartøyer som går for sakte fart (eksempelvis i forbindelse med fiske) regnes ikke som fartøyer på potensiell kollisjonskurs.

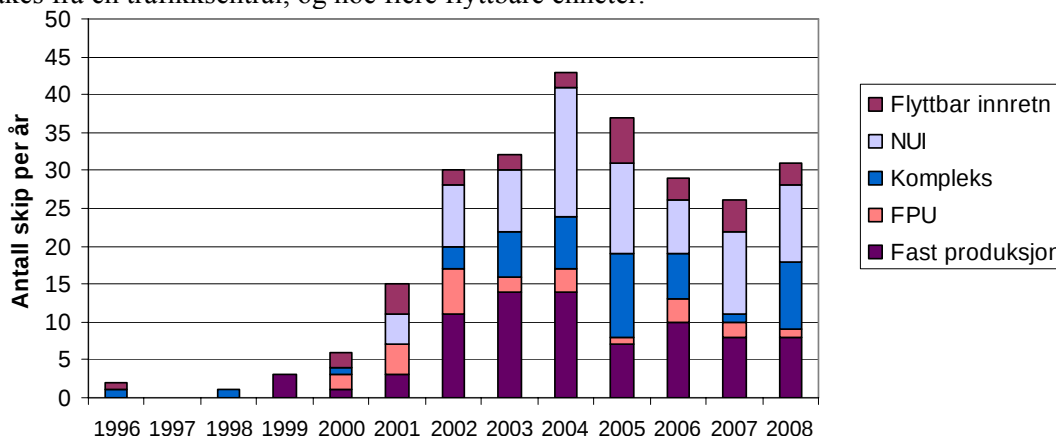


- Lystfartøyer regnes heller ikke som fartøy på potensiell kollisjonskurs, uansett kurs og fart, da de ikke har stort nok skadepotensial.
- Skip på kollisjonskurs mot H7 og B11 holdes utenfor.

Bruken av disse kriteriene forutsetter at nødvendige detaljer rapporteres fra selskapene. Dette er greit ivarettatt av StatoilHydros trafikkentral på Sandsli, samt fra trafikkentralen for Sørfeltene på hotellet på Ekofisk-feltet. Antallet skip på mulig kollisjonskurs rapportert fra trafikkovervåkning utført utenom disse to trafikkentraler på sokkelen blir stadig færre.

### 6.4.1.2 Oversikt over registrerte skip på kollisjonskurs

Figur 63 viser utviklingen i antall skip rapportert på potensiell kollisjonskurs, i henhold til de kriteriene som er referert i delkapittel 6.4.1.1. Siden en topp i 2004 er antallet skip på kollisjonskurs redusert i perioden 2005-07, og viser en liten økning i 2008. Dette kan være tilfeldige variasjoner, men kan også reflektere det forhold at antallet innretninger som overvåkes fra Sandsli er økt med mer enn 10 % i løpet 2007-08. Fra medio 2009 vil det kun være en håndfull produksjonsinnretninger som ikke overvåkes fra en trafikkentral, og noe flere flyttbare enheter.



**Figur 63**      **Utviklingen i antall skip på mulig kollisjonskurs, 1996-2008**  
(unntatt H-7 og B-11)

### 6.4.1.3 Indikator for passerende skip på kollisjonskurs

Det ble innført en ny indikator fra fase 5, for å gi best mulig representasjon av forholdene rundt registrering av skip på kollisjonskurs. Den nye indikatoren er videreført i fase 6 og 7, og har vært uttrykt som følger:

$$\frac{\text{Totalt antall registreringer, DFU5}}{\text{Antall innretninger som overvåkes fra Sandsli}}$$

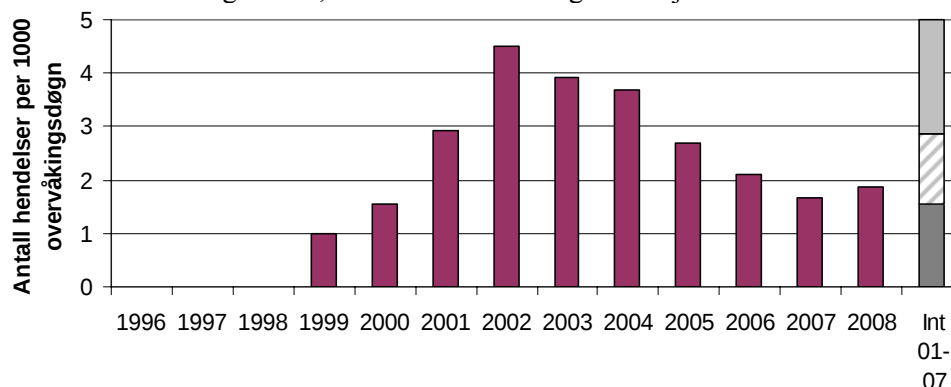
Forholdstallet som uttrykt her innebærer at DFU5 først vil gi økende bidrag når registrerte skip på kollisjonskurs øker mer enn antall innretninger som overvåkes fra Sandsli. Etter år 2000 har det ikke vært store endringer av forholdstallet, slik det var da overvåkingen fra Sandsli var i startfasen.

Fra 2008 er denne parameteren justert noe, etter forslag fra StatoilHydro Marin, slik at parameteren for normalisering, antall innretninger, endres til antall overvåkingsdøgn. Dette er en mer presis parameter, særlig i forhold til flyttbare enheter som går ut og inn av "Sandsli-porteføljen", alt etter om de har, og hvem de har oppdrag for. Den nye indikatoren er uttrykt som følger:

$$\frac{\text{Totalt antall registreringer, DFU5}}{\text{Totalt antall overvåkingsdøgn for alle innretninger som overvåkes fra Sandsli}}$$



Figur 64 viser utviklingen av den justerte indikatoren, der antallet skip på kollisjonskurs er normalisert mot overvåkingsdøgn regnet som 1000 døgn. Omtrentlige verdier er beregnet for perioden 1999-2007, for å få kontinuitet. Verdiene er 0 for årene 1996-98, da ble det ikke identifisert noen skip på kollisjonskurs. Etter 2002 har det vært betydelige reduksjoner. StatoilHydro Marin driver i tillegg til overvåking også en betydelig forebyggende virksomhet, bl.a. ved å oppsøke de forer som fiskerne i Nordsjøen samles i. Det er trolig en av de medvirkende faktorer som kan forklare reduksjonen etter 2002. Det er en mindre økning i 2008, det kan være tilfeldige variasjoner.

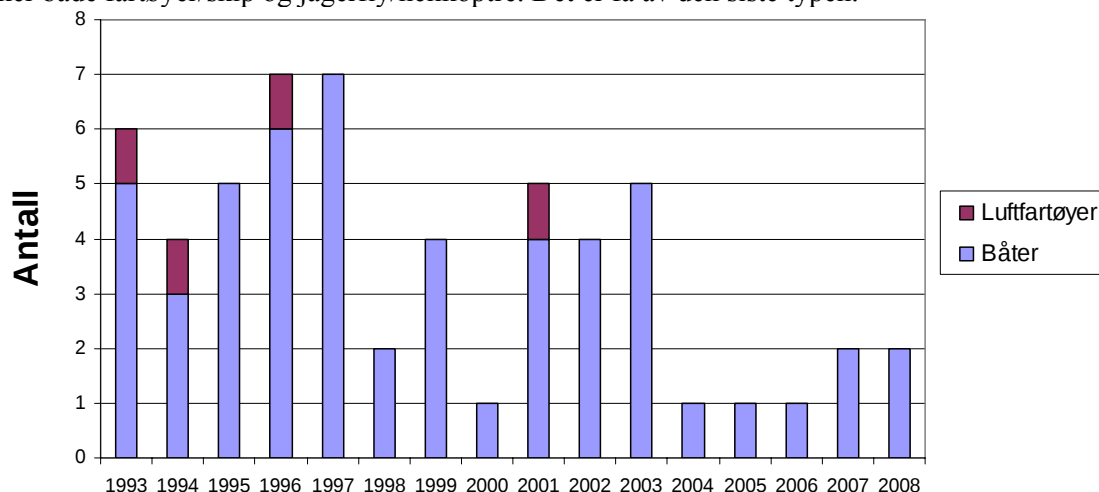


**Figur 64** Antall skip på kollisjonskurs i forhold til antall innretninger overvåket fra Sandsli TTS

Antall skip på kollisjonskurs for H7 og B11 er basert på det som er innrapportert fra ConocoPhillips. Disse innretningene står på tysk sokkel, og ble tidligere brukt som kompressorinnretninger for gassen som sendes fra Ekofisk til Emden. De er under delt norsk og tysk jurisdiksjon og opereres av Gassco med ConocoPhillips som Technical Service Provider (TSP). Trenden er vist i foregående års rapporter, og er noenlunde stabil. Hendelsene ved H7 og B11 er holdt utenfor også for denne rapporten, slik som i foregående år.

### 6.4.1.4 Oversikt over registrerte krenkinger av sikkerhetssone

Også antall innrapporterte grensekrenkinger på norsk sokkel er gjennomgått, se Figur 65. Denne dekker både fartøyer/skip og jagerfly/helikoptre. Det er få av den siste typen.



**Figur 65** Oversikt over grensekrenkinger 1993-2008

Antallet krenkninger av sikkerhetssonen de fem siste årene er betydelige lavere enn foregående år. Årsaken kan være bedre overvåking og bedre muligheter for oppkalling av fartøyer. Slike krenkninger er oftest forbundet med fiskeriaktivitet, og utgjør ikke alltid noen stor kollisjonsrisiko.



## 6.4.1.5 Overvåking og beredskap

Overvåkingen av innretningene er viktig for at en tidligst mulig skal få varsel om skip på kollisjonskurs, og iverksette nødvendige beredskapstiltak så tidlig som mulig. Hvert år må flere mannskap mønstre i livbåter som følge av et skip på kollisjonskurs, og som det ikke oppnås kontakt med.

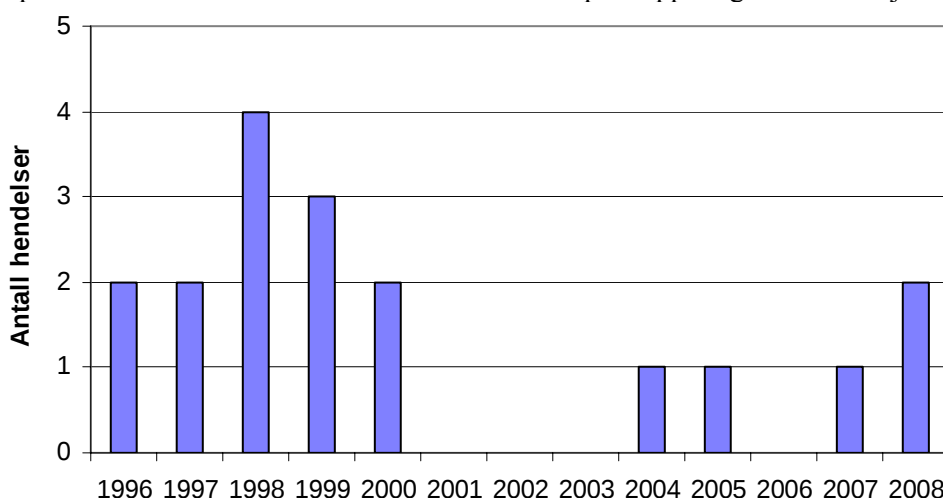
## 6.4.1.6 Bidrag fra DFU5 til totalindikator

Fra fase 5 (2004) ble det innført en ny indikator for DFU5, og denne ble lagt til grunn for vektingen av disse hendelsene. Rapporten fra fase 5 (delkapittel 7.3.1.6) gir begrunnelsen for dette valget.

## 6.4.2 Drivende gjenstand på kollisjonskurs

Det har ikke vært kollisjoner mellom innretninger og drivende gjenstander på norsk sokkel, selv om det nesten hvert år har vært "gjenstander" på kollisjonskurs. Drivende gjenstander har et potensial for å gi skade på innretningene og stigerør. Slike hendelser er gitt en lav vekt. Vi har brukt de samme kriteriene som i Pilotprosjektrapporten side 80.

Det har vært to slike hendelser siste år. Det var malmbåten Atlantic Pride som drev ca 20nm sørvest av Draugen. Fartøyet ble overvåket kontinuerlig i løpet av natten. Og passerte til slutt Draugen med en avstand på ca 8 nautiske mil. Den andre hendelsen var en lekter på 183m x 46m der slepelinen hadde røket. Lekteren drev mot Troll A med en hastighet av ca 3,5 knop, men passerte i god avstand. Lekteren fortsatte nordover mot området rundt Troll C og Deepsea Trym. Troll C og Deepsea Trym besluttet å stenge ned produksjonen og flyttet ikke-kritisk personell med helikopter til omkringliggende innretninger. Alle bore- og brønnaktiviteter på riggene Deep Sea Trym, Songa Dee, West Venture og Bideford Dolphin ble sikret. Lekteren ble til slutt tilkoblet slepestropper og tauet til Fedjeosen.



**Figur 66 Drivende gjenstander på kollisjonskurs i perioden 1996-2008**

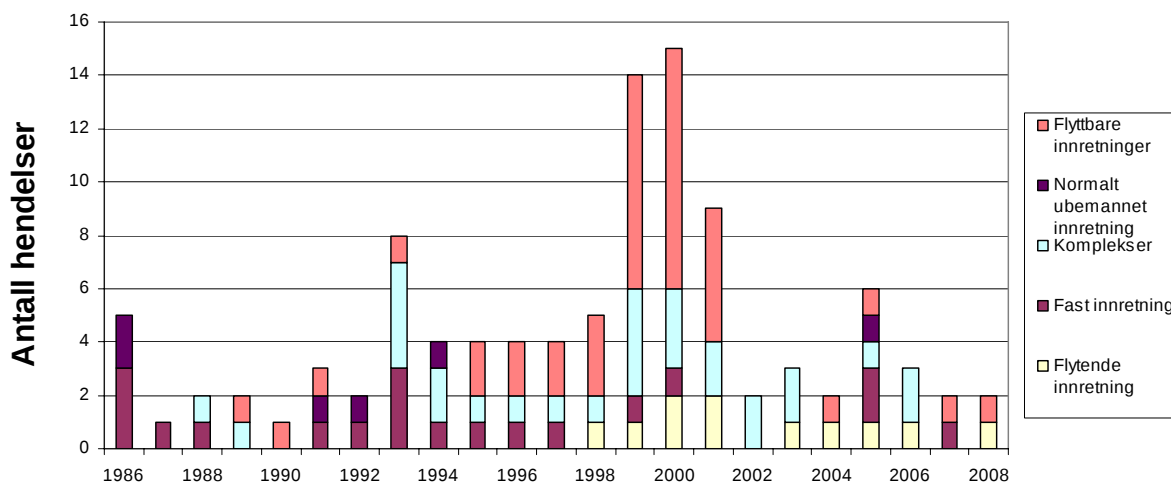
## 6.4.3 Kollisjoner med feltrelatert trafikk

De kollisjonshendelsene som vi har hatt siden 1982 er sammenstilt i Figur 67. Datagrunnlaget, relevansen av dataene og bakenforliggende årsaker er drøftet i Pilotprosjektrapport side 78 og 79, og anses som gyldige også i år.

De to hendelsene i 2008 var Skandi Stolmen som traff skutesiden på Norne FPSO, og forårsaket at et mindre platefelt på Norne ble trykket inn, men uten hull. Skandi Stolmen fikk mindre bulker på babord side på hekken. Den andre hendelsen var Strilborg som traff jackupen West Epsilon i en legg. Materielle skader er begrenset til penetrering av skroget og ferskvannstank på Strilborg, samt mindre merker

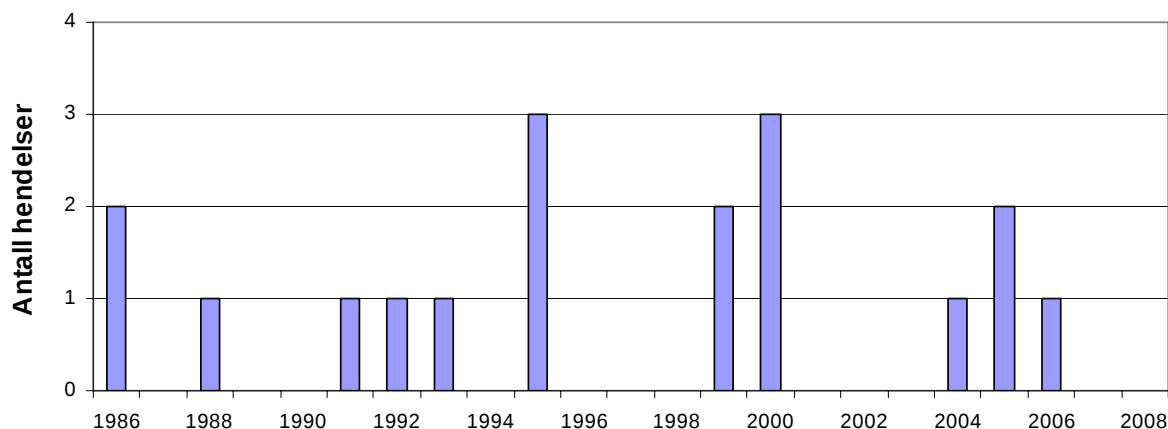


på et stag på West Epsilon. Møkster rederi har hatt tre kollisjoner på ett år. Petroleumstilsynet har etterlyst tiltak hos dem.



**Figur 67 Antall kollisjoner mellom fartøyer og innretninger på norsk sokkel**

På grunn av usikkerheten i datagrunnlaget har vi i DFU7 silt bort de minste hendelsene. Det er brukt de samme kriteriene (5000 dødvekttonn eller 2m/s) som er gitt i pilotprosjektrapporten side 79. Med den valgte avgrensingen av dataene har en igjen de dataene som er presentert i Figur 68. For hele perioden er det ikke noen markert trend. I perioden 1996-2008 er det for få hendelser til at en markert trend kan identifiseres. Det er positivt at det ikke har vært slike hendelser de to siste årene.



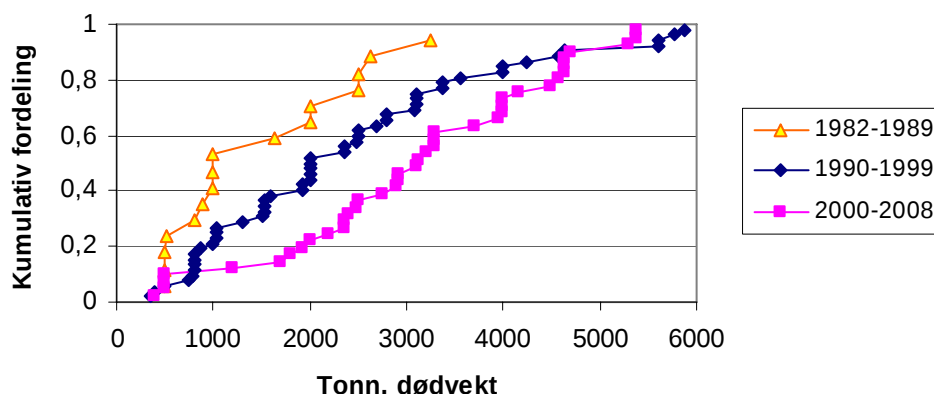
**Figur 68 Alvorlige kollisjoner med feltrelatert trafikk på norsk sokkel og som tilfredsstiller kravene til DFU7**

Sammenholder en størrelsen på de fartøyene som har kollidert med innretningene, kan en se av Figur 69 at gjennomsnittsstørrelsen på fartøyene er blitt vesentlig større. Gjennomsnittlig størrelse har økt med om lag 1000 tonn for hvert tiår. Kollisjonsenergien øker proporsjonalt med størrelsen på fartøyene. Det vil si at med samme hastighet vil gjennomsnittsfartøyet kunne gjøre mye mer skade i dag enn for 20 år siden. Vi har ikke data til å si noe om kollisjonshastigheten har endret seg.

## 6.4.4 Konstruksjonsskader

### 6.4.4.1 Innledning

Datagrunnlaget og representativiteten av dataene er drøftet RNNP rapporten for 2003 side 99, og anses som gyldige også i år. Vi har beholdt vekten fra sist år.



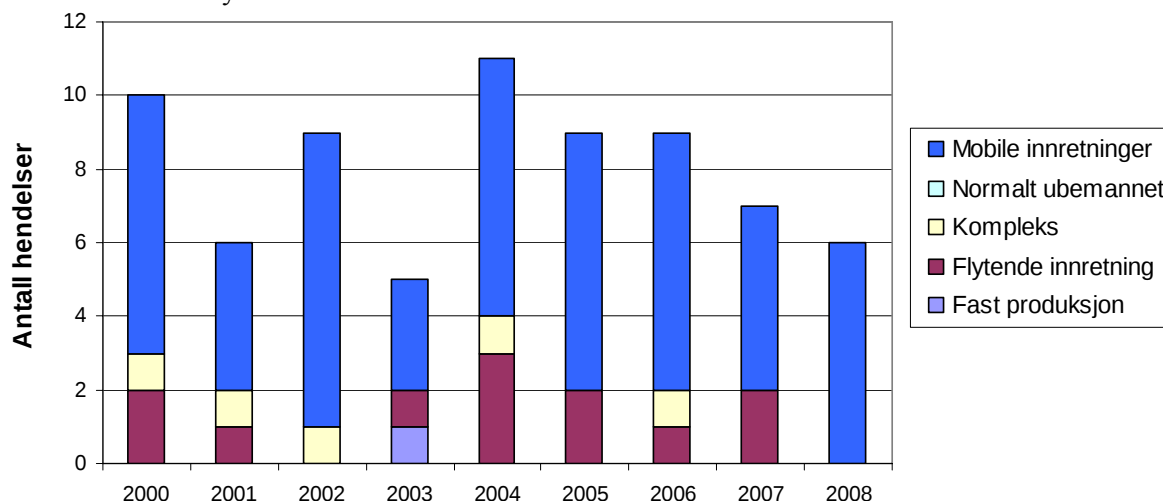
**Figur 69** Kumulativ fordeling av størrelsen på fartøyer (utenom tankskip) som har kollidert på norsk sokkel

### 6.4.4.2 Skader og hendelser

Større ulykker knyttet til konstruksjoner og maritime systemer er sjeldne. Selv om det har vært flere svært alvorlige hendelser i Norge, er de for få til å kunne måle trender. Det er derfor valgt hendelser og skader med mindre alvorlighetsgrad som mål for endringer i risikoen, og det er antatt at det er en sammenheng mellom antallet av mindre hendelser og de alvorligste. De hendelsene som er med i DFU 8 for 2008 er:

- to hendelser med tap av liner i forankringssystemer,
- en hendelse der gropkorrosjon som ga lekkasje inn skroget,
- en hendelse med gjennomgående sprekk i skroget,
- en hendelse der bølger traff undersiden av dekket og gjorde skader,
- en hendelse der en tann i jekkesystemet ble slitt av og en annen skadet på en jackup.

Antall hendelser og skader som tilfredsstiller kriteriene for DFU8 er vist i Figur 70. Figuren viser et noenlunde stabilt høyt antall hendelser de siste årene.



**Figur 70** Antall innmeldte hendelser og skader på konstruksjoner og maritime systemer som tilfredsstiller kriteriene til DFU8

Vi er fornøyd med at vi ikke har noen hendelser i den mest alvorlige kategorien de siste årene. Det var en hendelse i hvert av årene 2000, 2001, 2002 og 2004. Den siste hendelsen av denne typen var hendelsene med forankringssystemet på Ocean Vanguard i 14.12.2004.

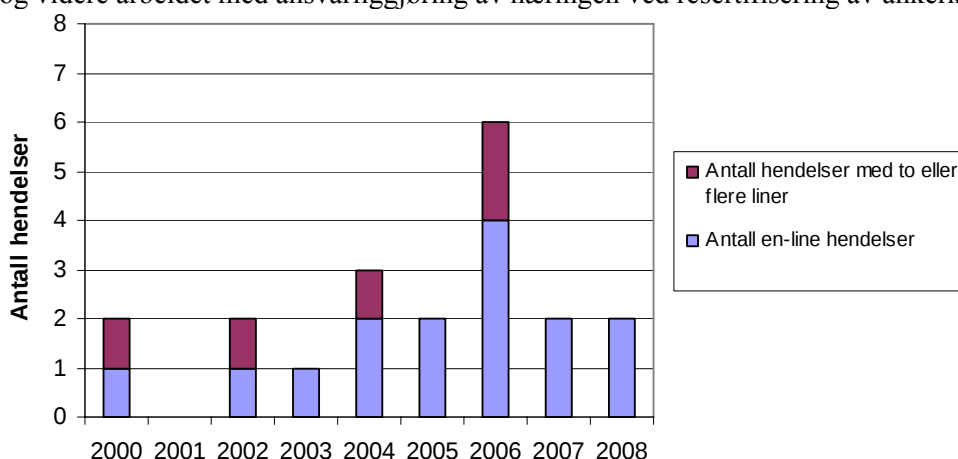


Den hendelsen som vi vurderer som mest alvorlig i 2008 var på Bideford Dolhin. Sprekkene ble oppdaget relativt tidlig under rutinemessig inspeksjon, og er derfor ikke vurdert å komme i den mest alvorlige kategorien. Rigger måtte likevel tas inn til land for reparasjon. Vi har skjønnsmessig valgt å gi denne hendelsen vekten til en halv alvorlig hendelse. Det ble ved innvendig inspeksjon oppdaget to gjennomgående sprekker på bakre horisontale tverrstag. Sprekkene var omlag 6,5 meter fra søylen en på hver side av staget. Disse stagenes neddykket i operasjon. Inspeksjonen ble så utvidet og det ble funnet nye sprekker i tverrstagene 1 og 4. Brønnen ble plugget og forlatt. Noe av reparasjonene ble gjort til havs ved at riggen ble hevet slik at pontongene kom til overflaten. Sprekkvekst ble overvåket to ganger i døgnet. I 2004 hadde en tilsvarende oppsprekking, som førte til at både framre og bakre tverrstag ble byttet ut med nye stag. Det vil si at sprekkenes oppstått i nye stag. Dolphin mener sprekkenes denne gangen oppsto på grunn av dårlige konstruksjonsdetaljer - dårlig design. På tross av en kritisk situasjon i 2004, ble det altså ikke utført en god modifikasjon. Reder lappet på problemet i stedet for å løse det.

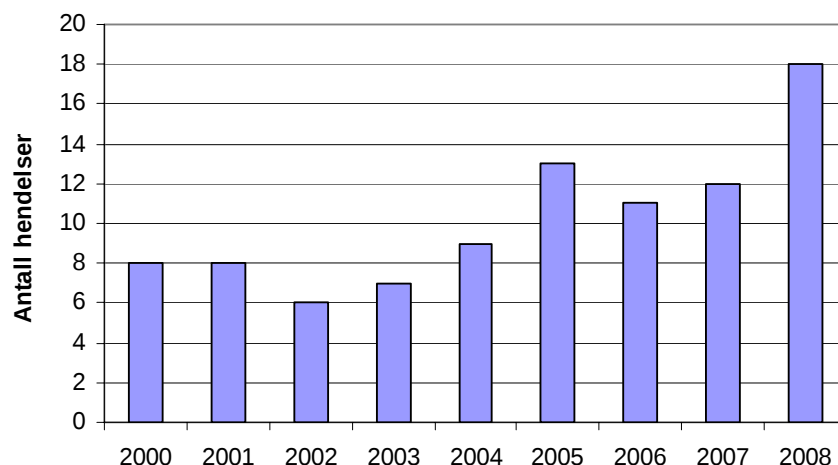
Det fleste hendelsene er knyttet til halvt nedsenkbare flyttbare innretninger. De fleste kan klassifiseres i hendelser knyttet til dynamiske posisjoneringssystemer (DP), forankring, sprekker, innvendig vann på avveie og slep. Hendelser knyttet til slepeoperasjoner er ikke petroleumsvirksomhet, og blir ikke fulgt opp i Ptil. Vår oppfølging av flyttbare innretninger har også i 2008 hatt særlig fokus på forankring: ved gransking av hendelser, møter med industrien, presentasjoner for industrien og med regelverks-utdypninger. Vi har hatt et tett samarbeid med Sjøfartsdirektoratet i denne forbindelse.

### 6.4.4.3 Forankringssystemer

Det er også i 2008 rapportert flere hendelser knyttet til forankring, se Figur 71 og Figur 72. Ptil laget i 2005 en større gjennomgang av hendelser som er dokumentert i rapporten "Forankring av innretninger på norsk sokkel", den er fortsatt i hovedsak gjeldende. Manglende forbedringer i antall hendelser gjør imidlertid at det er behov for regelverksendringer. Regelverksendringer utføres i samarbeid med Sjøfartsdirektoratets, ved deres revisjon av ankringsforskriften. Det arbeides også med å bedre kvaliteten på ISO 19901-7. Videre har vi vært i tett faglig dialog med Det Norske Veritas om oppfølging av resertifisering og inspeksjon av ankerkjettinger. Vi har i 2008 gjennomført flere SUT-tilsyn på teknisk utstyr, hatt møter med operatører om forankring og hendelsesoppfølging mot rederne, bidratt til at næringen har gjort avviksbehandling av manglende ankerholdekraft – som har resultert i større oppstrekking, og videre arbeidet med ansvarliggjøring av næringen ved resertifisering av ankerkjetting.



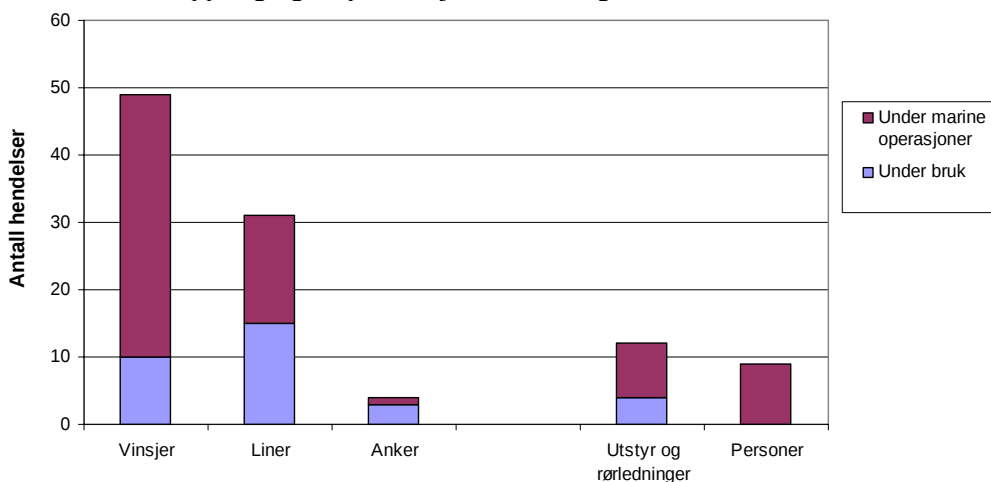
**Figur 71** Antall hendelser med ankerliner med tapt bæreevne som er med i DFU8, fordelt etter antall liner involvert



**Figur 72 Innmeldte hendelser knyttet til ankerliner og tilhørende utstyr**

Mange av hendelsene har inntruffet mens innretningene har vært i operasjon og oppkoblet til brønnen, eller vært inntil annen innretning. Selv om forankringssystemet er dimensjonert for å tåle et linebrudd, er dette en uønsket situasjon. Det er fortsatt behov for en generell standardheving i næringen. Utstyret på innretningen er reders ansvar, og de stedsspesifikke vurderingene er operatørs ansvar. Rederne har tatt ansvar for å bedre sikkerheten gjennom "Driftsutvalget for boreentreprenører" (DUBE), som har foreslått tiltak. Det har likevel ikke vært noen bedring i antall alvorlige hendelser siden 2000. Antall innrapporterte hendelser av mindre alvorlighetsgrad har imidlertid øket, kanskje som en følge av økte krav til rapportering til oss.

Uten å ha hatt en eneste hendelse med tap av ankerliner på produksjonsinnretninger i perioden 1996-2005, fikk vi et linebrudd på Petrojarl Varg i 2006 og en utrausing av en ankerline på Njord A i 2007. I 2008 fant en betydelig slitasje i gripeområdet på stolpeløse kjettinger på Balder. Ptil vil derfor vurdere behovet for tettere oppfølging av produksjonsinnretningene.



**Figur 73 Skadested ved hendelser knyttet til ankerliner/tilhørende utstyr 1996-2008**

#### 6.4.4.4 Operasjon av ankerliner og anker

Ankerhåndtering er svært risikofylte operasjoner for personell, med dødsulykker på ankerhåndteringsfartøylene Maersk Terrier og Far Minara i 1996, Maersk Seeker i 2000 og Viking Queen i 2001. Med fem dødsulykker, er det en høy dødsulykkesfrekvens også i forhold til skadefrekvens. Figur 71 i RNNP-rapporten for 2004 er fortsatt gyldig for norsk sokkel. De første fartøylene med automatisert ankerhåndteringsarbeid, har kommet i bruk. Ptil har vært pådriver for å få dette arbeidet i gang, og



følger med i arbeidet som observatør. Selv om vi ikke har hatt dødsulykker av denne typen i Norge siden 2001 bør sikkerheten forbedres. Storbritannia hadde sin siste tilsvarende ulykke i 2005, og i 2007 storulykken med Bourbon Dolphin.

#### 6.4.4.5 Posisjons- og retningskontroll (DP-systemer)

Det blir etter hvert mer vanlig å ha datamaskinbaserte posisjoneringssystemer både på fartøyer og innretninger. En minkende del av retningskontrollen og posisjoneringen gjøres manuelt. En stor andel av de kollisjonene som har vært mellom fartøyer og innretninger har hatt sin årsak i feil i eller feil bruk av posisjoneringssystemene. Siden vi ikke har hatt alvorlige hendelser til DP-systemer i 2008, er figur 77 i 2007-rapporten fortsatt gyldig.

#### 6.4.4.6 Forflytning av flyttbare innretninger

Forflytning av innretninger er bare petroleumsvirksomhet dersom en har forflytning på et felt. Vi har som før valgt å ha med forflytning også mellom felt, og til land i RNNP-prosjektet. Dette for å få en mer samlet framstilling av risikoen i petroleumsvirksomheten. Siden vi ikke har hatt alvorlige hendelser knyttet til forflytning i 2008, er figur 78 i 2008-rapporten fortsatt gyldig.

#### 6.4.4.7 Stabilitet, ballastering og lukningsmidler

Eksempler på alvorlige hendelser de siste årene er slagsiden av Thunder Horse og havariet av TLP-en Typhoon i Mexicogulften i 2005. Granskingsrapportene fra disse hendelsene er enda ikke publisert. Ellers er Alexander Kielland det alvorligste norske eksempelet på manglende skadestabilitet. Ocean Ranger ulykken i Canada krevde også mange menneskeliv.

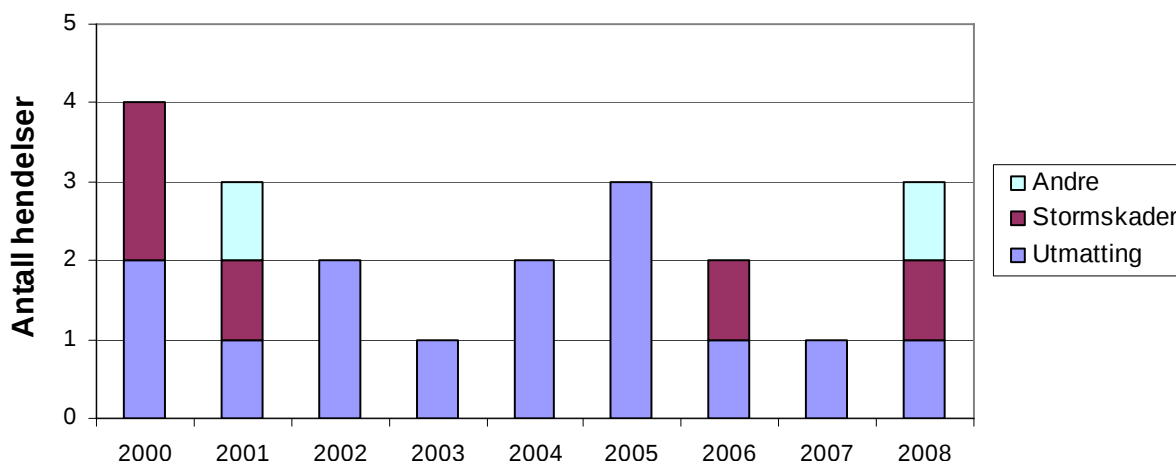
Det har ikke vært innmeldt alvorlige hendelser på norsk sokkel i 2008.

#### 6.4.4.8 Konstruksjonsskader

Datagrunnlaget og representativiteten av dataene og bakenforliggende årsaker er drøftet i RNNP rapporten for 2003, side 106-107, og anses som gyldige også i år. Antallet "major" hendelser i CODAM har gått ned over tid. Årsaken er trolig mindre omfang av inspeksjon, at en etter hvert har blitt bedre til å vurdere mulige konsekvenser av skader, og at sprekker derfor har fått en lavere klassifisering enn før.

Konstruksjonsskader og hendelser som er tatt med i DFU 8 i perioden 2000-2008, er vist i Figur 74. De fleste er klassifisert som utmattingsskader, noen er stormskader. Av sprekker er det kun tatt med gjennomgående sprekker gjennom godstykkelsen. Erfaringene med Alexander Kielland gjør at en i ettertid har håndtert sprekker svært alvorlig. Sprekker har nok i hovedsak sine årsaker i feil i prosjektering, materialvalg og fabrikasjon. Flere av innretningene har imidlertid vært i bruk i en lengre tidsperiode enn det som var forutsetningen i analysene. Sammenhenger kan påvises på flyttbare innretninger mellom sprekkmengden og endringer i deplasement siden innretningen var ny. Det er likevel mange andre forhold som også virker inn. Det er ikke noen klar sammenheng mellom alderen på innretningen og antall sprekker. Stormskadene er stort sett skader som er gjort på dekket av innretningene, men det er også oppsprekking i skrog. I de fleste tilfellene var det bølger som gjorde skader, og i ett tilfelle var det vind. Den alvorlige hendelsen på Bideford Dolphin i 2008 er drøftet over. De øvrige skadene er bølger som slo i dekket på en flyttbar innretning og gjorde skade, og avriving av en tann og skade på en annen tann på en jackup.

Antall skader ser ut til å være nokså konstant med en til tre alvorlige skader i året. Vi kan ikke måle noen endring over tid.



**Figur 74** Konstruksjonsskader og hendelser som er tatt med i DFU8

### 6.5 Storulykkesrisiko på innretning – totalindikator

Som i tidligere faser av arbeidet har DFUene 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 og 10 blitt vektet for å angi deres bidrag til dødsrisiko for personell. DFU2 representerer antente hydrokarbon lekkasjer (over 0,1 kg/s), noe det ikke har vært i perioden.

Vektene er i hovedsak som for perioden fra 2004, og er faste for ulike typer hendelser. De største vurderes individuelt, for å fastsette en realistisk vekt i fra de konkrete forhold ved innretningen og hendelsen. I 2008 er det tre slike hendelser med forhøyet vekt.

Verdien for år 2000 er som tidligere år satt til verdien 100, når storulykkesindikatoren skal framstilles, slik det ble forklart i pilotprosjektrapporten. Deretter er verdiene for foregående og etterfølgende år beregnet i forhold til denne verdien. Det normaliseres mot omfanget av eksponeringsdata.

Det er ikke gjort endringer i vektene i 2008, men enkelte mindre feil i rapportering og beregninger er rettet opp. Hele presentasjonen av den overordnede indikatoren gjentas derfor fra tidligere års rapporter, for å vise det oppdaterte risikobildet. Bidragene til totalindikatoren diskuteres separat for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger i delkapitlene 6.5.2 og 6.5.3. Men det kan slås fast at følgende kategorier utgjør hovedbidragene:

- Hydrokarbonlekkasjer, brønnhendelser og skip på kollisjonskurs
- Konstruksjonsskader (flyttbare innretninger)

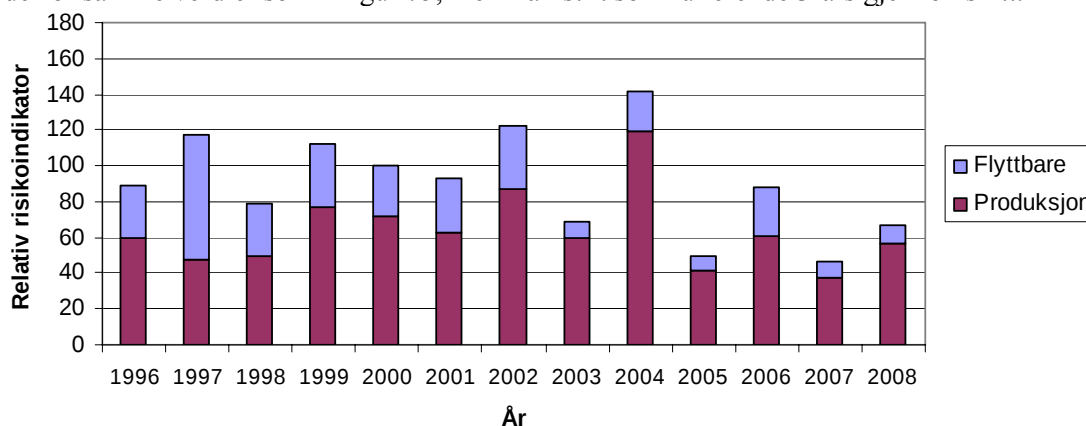
Noen av indikatorene har et lavt antall (< 10) hendelser per år, som innebærer at små variasjoner i antallet hendelser kan gi store utslag. Der det er mulig, vil det være ønskelig å søke etter andre indikatorer eller tilleggsindikatorer.

Totalindikatoren kan normaliseres i forhold til arbeidstimer, som diskutert over. Dette er framstilt i Figur 75. Figuren viser også bidragene fra produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger. Indikatoren er satt til 100 i år 2000.

Det må understrekes at totalindikatoren ikke uttrykker risikonivå eksplisitt, men er en indikator basert på inntrufne tilløpshendelser. Den vil derfor være utsatt for årlige variasjoner, pga variasjon i antall hendelser og alvorligheten av de inntrufne tilløp.



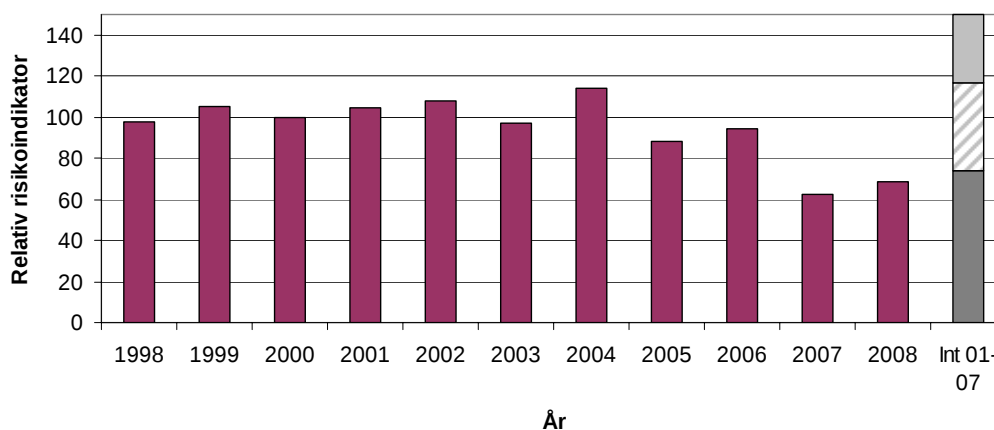
Figur 75 har minst like store årlige variasjoner som før, og gjør det vanskelig å se klart hva som er de langsiktige trender. Trendene blir klarere når en betrakter rullerende gjennomsnitt over 3 år. Figur 76 viser derfor samme verdier som i Figur 75, men framstilt som rullerende 3-års gjennomsnitt.



**Figur 75** Totalindikator for storulykker på norsk sokkel for 1996-2006, normalisert mot arbeidstimer

Det framgår tydelig at de årlige sprang er mindre. Det har tidligere ikke vært mulig å detektere noen spesiell trend, kun et stabilt nivå i hele perioden, med mindre variasjoner som ikke er statistisk signifikante. I både 2007 og 2008 er det statistisk signifikante reduksjoner fra gjennomsnitt i forutgående år, selv om det er en liten økning i 2008 fra verdien i 2007, som var den laveste i perioden.

Trendene diskuteres separat for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger i delkapitlene 6.5.2 og 6.5.3.

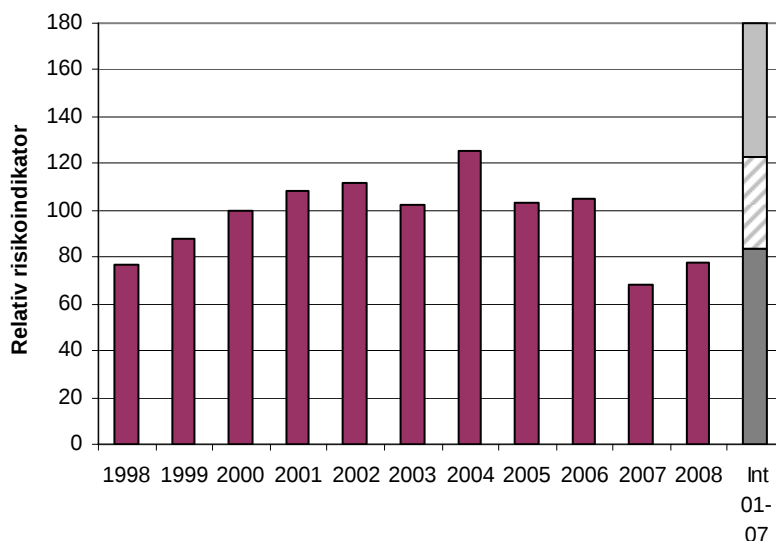


**Figur 76** Totalindikator for storulykker på norsk sokkel, normalisert mot arbeidstimer, 3 års rullerende gjennomsnitt

### 6.5.1 Produksjonsinnretninger

Figur 77 viser utviklingen av totalindikatoren for storulykker for produksjonsinnretninger, normalisert i forhold til arbeidstimer. Verdien i år 2000 er satt lik 100.

Figuren viser kun totalverdien for indikatoren. Det var et stabilt nivå fram til 2006, mens verdiene i 2007 og 2008 har vært en del lavere. Pga. midlingen har effekten av gassutblåsningen på Snorre A i november 2004 vært med til og med 2006. Også i årene etter 2004 har det vært alvorlige tilløp, men de har ikke hatt så stort bidrag som Snorre A hendelsen. Verdiene i 2007 og 2008 har vært statistisk signifikant endringer i forhold til gjennomsnittet for 2001-07.



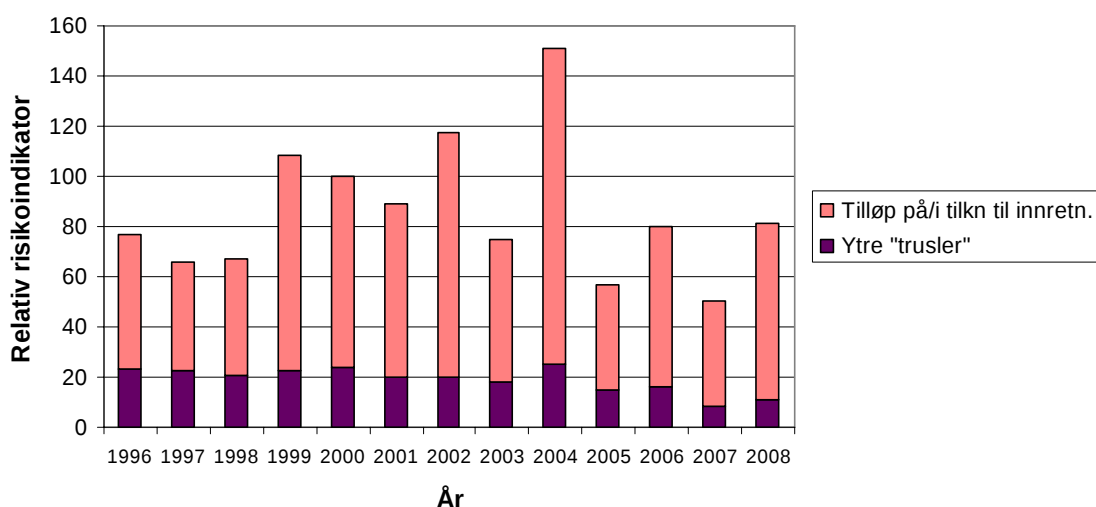
**Figur 77 Totalindikator, storulykker, produksjonsinnretninger, normalisert mot arbeidstimer, 3 års rullerende gjennomsnitt**

Med unntak av brønnhendelser i 1996 er det liten grunn til at det skal være vesentlig underrapportering for DFUene som er relatert til lekkasje av hydrokarboner, herunder DFU1, DFU3 og DFU9. Det er derfor laget en egnet framstilling av risiko knyttet til disse DFUene, vektet på samme måte som totalindikatoren.

For DFUene knyttet til hydrokarboner er verdiene i 1999, 2002, 2004, 2006 og 2008 på et høyere relativt nivå. Disse årene har vært sterkt influert av gasslekkasjer over 10 kg/s, samt alvorlige tilløp til ulykker i 2004 og 2006. Også i 2008 har det vært slike alvorlige tilløp og hydrokarbonlekkasjer over 10 kg/s.

For ytterligere å karakterisere risikobildet kan en dele de storulykkesrelaterte DFUene i to kategorier:

- Tilløp som oppstår på eller i nær tilknytning til (så som fra stigerør) innretningen
- Eksterne trusler som opptrer utenfor innretningens kontroll (men som innretningens beredskap må håndtere).



**Figur 78 Totalindikator, storulykker, for produksjonsinnretninger delt etter hvor tilløpene oppstår**



I 2008 er det uantente hydrokarbonhendelser (DFU1) som står for de største bidragene, mens øvrige bidrag er på forholdsvis lave nivåer.

DFU1-4, DFU8-9 faller i første kategori, som innebærer forhold som direkte kan påvirkes av selskapet. DFUene 5-7 faller i den andre kategorien, som er påvirkbare i betydelig mindre grad. Figur 78 viser utviklingen med en slik inndeling.

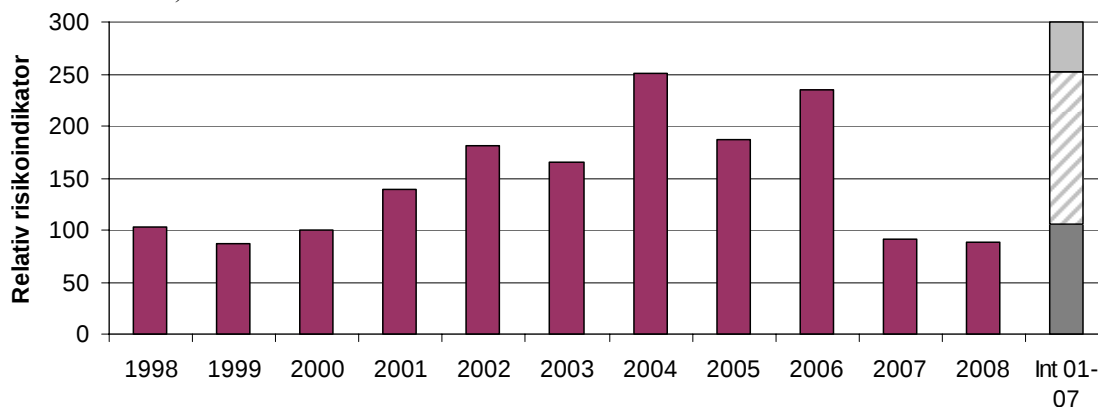
I gjennomsnitt for hele perioden etter år 2000 er andelen DFUer (vektet) som oppstår på eller i tilknytning til innretningen, ca 80 %, mens andelen i 2008 er 86 %. Det framgår at bidraget fra de ytre "trusler" (så som drivende gjenstander, osv) har vært jevnt over stabilt i perioden. De betydelige variasjoner er først og fremst knyttet til hendelser på/i tilknytning til innretningen.

Når en tar alle forhold i betraktning, kan en oppsummere det overordnede risikobildet for produksjonsinnretninger på følgende måte:

- Indikatorene for risiko forbundet med hydrokarbonlekkasjer fra prosessområdet har siden 1996 variert betydelig fra år til år, men viser over tid et forholdsvis stabilt nivå med betydelige variasjoner.
- Brønnhendelser i tilknytning til produksjonsbrønner økte jevnt i perioden fram til 2003. I perioden 2004 – 2006 ble bidragene redusert, det var en økning i 2007, mens verdien i 2008 er på sitt laveste nivå etter år 2000.
- Lekkasjer fra stigerør og rørledninger har også økt, særlig fleksible stigerør, over flere år. I 2008 har det ikke vært lekkasjer fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsanlegg innenfor sikkerhetssonen, men det har vært 4 skader innenfor sikkerhetssonen. Bidraget er fortsatt forholdsvis lavt.
- Indikatorene for risiko forbundet med ytre kilder til storulykker er noenlunde stabilt.
- Med den nye indikatoren for antall skip på potensiell kollisjonskurs har nivået vært fallende etter år 2000.

### 6.5.2 Spesielt om flytende og faste produksjonsinnretninger

Antallet flytende produksjonsinnretninger (FPU) økte betydelig i siste halvdel av 1990-tallet, fra fire enheter til 20 enheter. Figur 79 viser utviklingen av totalindikatoren for flytende produksjonsinnretninger som rullerende 3-års gjennomsnitt, der normalisering er gjort mot antall innretninger (2000 er satt lik verdien 100).

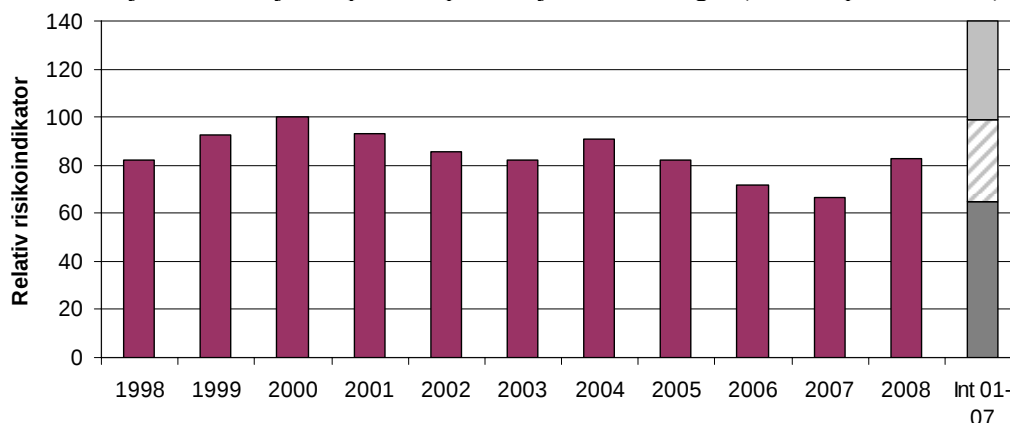


**Figur 79** Totalindikator, storulykker, FPU, normalisert mot antall innretninger



Figuren viser at det var høye nivåer på slutten av 1990-tallet, og så har vært noenlunde stabilt, med en del variasjoner. Det var høye nivåer i 2004 og 2006, som skyldes de alvorlige tilløpene til ulykker i 2004 og 2006. I 2007 og 2008 er nivået så lavt som det aldri før har vært.

Figur 80 viser at reduksjonen for faste produksjonsinnretninger i 2006 er statistisk signifikant. Variasjonene for faste produksjonsinnretninger er mindre enn for de flytende. Det var en tilsynelatende fallende trend i perioden 2004–07, mens nivået i 2008 er tilsvarende som i 2003 og 2005. To alvorlige hydrokarbonlekkasjer i 2008 skjedde på faste produksjonsinnretninger (se delkapittel 6.2.1.1).

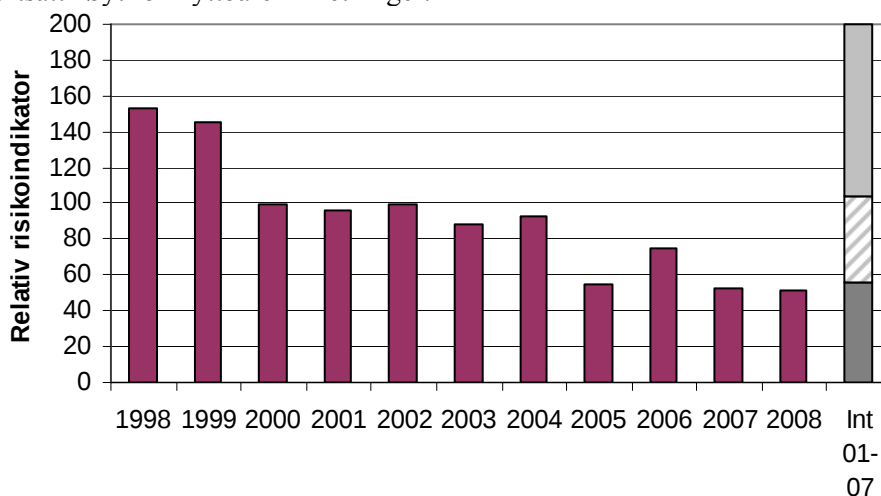


**Figur 80** Totalindikator, storulykker, faste produksjonsinnretninger, normalisert mot antall innretninger

## 6.5.3 Flyttbare innretninger

Figur 81 viser utviklingen av totalindikatoren for storulykker for flyttbare innretninger, som rullerende 3-års gjennomsnitt og normalisert i forhold til arbeidstimer. Verdien i år 2000 er satt lik 100.

Figuren viser kun totalverdien for indikatoren. Den viser at verdien varierer betydelig, og har hatt en synkende tendens siden slutten av 1990-tallet. Verdiene i år 2007 og 2008 er de laveste i hele perioden, og bekrefter den fallende trend sett i lengre perspektiv. Vektene for konstruksjonsskader og maritime hendelser ble redusert fra 2005. Bidraget fra konstruksjonsskader og hendelser med maritime systemer er fortsatt høyt for flyttbare innretninger.



**Figur 81** Totalindikator, storulykker, flyttbare innretninger, normalisert mot arbeidstimer



## 7. Risikoindikatorer for barrierer knyttet til storulykker

Fra starten av var indikatorer for storulykkesrisiko fokusert på indikatorer som reflekterer hendelser, dvs. tilløp til ulykker og nestenulykker, så som ikke-antente hydrokarbonlekkasjer, brønnsplask, skip på mulig kollisjonskurs osv.

I 2002 ble perspektivet utvidet til også å inkludere barrierer knyttet til å beskytte mot storulykker. Dette er videreført i alle år etter dette.

De hendelsesbaserte indikatorer (knyttet til selve innretningene) er diskutert i kapittel 6, mens indikatorer knyttet til barrierer mot storulykker diskuteres i inneværende kapittel.

Delkapitlene 7.1-7.2 diskuterer barrierer i all hovedsak mot ulykkeshendelser knyttet til hydrokarboner og maritime systemer. I delkapitlet 7.3 er det forsøkt trukket enkelte konklusjoner mht. status av barrierer i næringen.

### 7.1 Oversikt over indikatorer for barrierer

#### 7.1.1 Datainnsamling

Det har vært mindre endringer i prosedyrene for datainnsamling siden en startet å samle inn testdata. Trykkavlastningsventil (BDV) og sikkerhetsventil (PSV) kom til og pumpetimer ble tatt ut i 2004. Datainnsamlingen for barrierer knyttet til storulykker ble utvidet til å omfatte maritime systemer i 2006. Fra 2007 deles testing av stigerørs ESDV og ving og master ventil (juletre) opp i henholdsvis lukke- og lekkasjetest. I 2008 ble det i tillegg samlet inn data for brønnintegritet (se kapittel 6).

Det blir samlet inn data fra produksjonsinnretninger for følgende barrierer:

- Branneteksjon (innbefatter alle typer detektorer, uten at det er skilt mellom dem)
- Gassdeteksjon
- Nedstenging
  - Stigerørs ESDV
    - Lukketest
    - Lekkasjetest
  - Ving- og masterventiler (juletre)
    - Lukketest
    - Lekkasjetest
  - DHSV
- Trykkavlastningsventil (BDV)
- Sikkerhetsventil (PSV)
- Isolering med BOP
- Aktiv brannsikring
  - Delugeventil
  - Starttest (brannpumper)
- Brønnintegritet
- Maritime systemer
  - Ventiler i ballastsystemet
  - Lukking av vanntette dører
  - Forankringssystemet
  - Referansesystemer (gjelder kun flyttbare innretninger)
- Mønstringstid (evakueringsøvelser)



## 7.1.2 Overordnede vurderinger

De overordnede vurderinger av barrierer er i 2008 gjort av arbeidsgruppen på basis av de innsendte data, møter med operatørselskapene og med basis i de barrieretilsyn som har vært gjennomført av Petroleumstilsynet i perioden 2002 til 2008.

Se for øvrig delkapittel 8.3.1 i rapport fra 2003, som gir en nærmere omtale av erfaringene fra 2002, og hvordan dette har påvirket gjennomføringen av vurderingene i årene 2003-2008.

## 7.2 Data for barrieresystemer og -elementer

### 7.2.1 Barrierer knyttet til hydrokarboner

I RNNP-rapporten for 2008 har det ved studie av barrieredataene på tilsvarende måte som i 2005, 2006 og 2007 blitt sett på to ulike beregningsmetoder for andel feil.

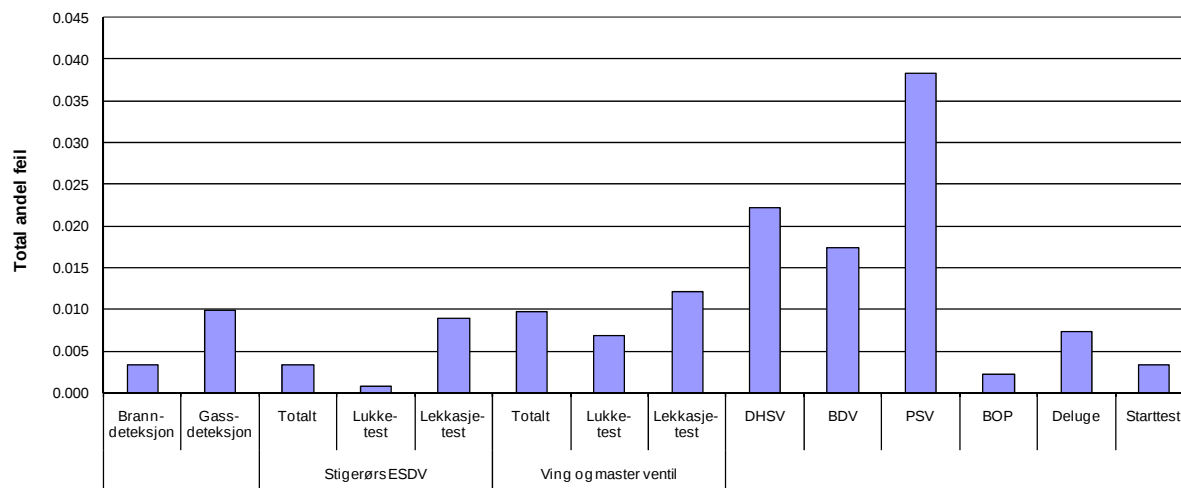
Total andel feil,

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

og midlere andel feil,

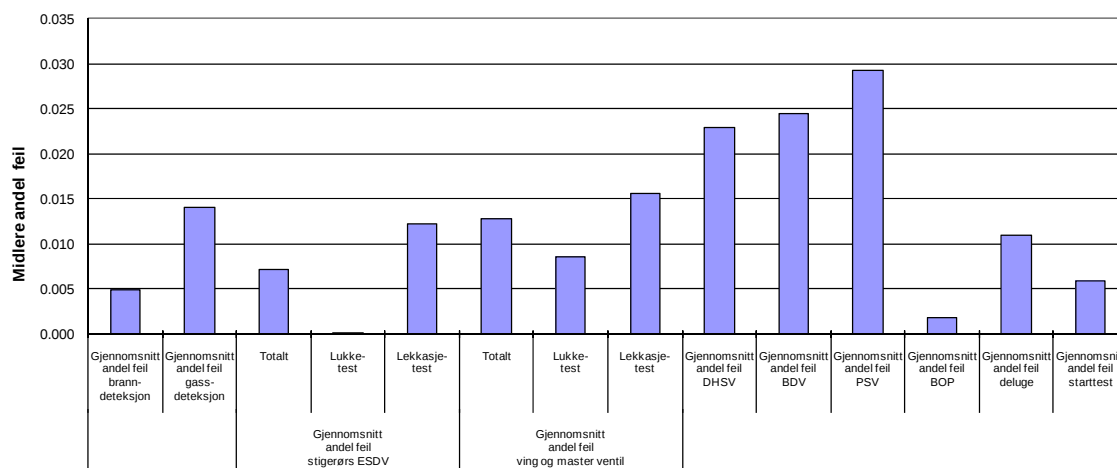
$$\text{Midlere andel feil} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \frac{x_j}{X_j}.$$

Symbolet  $N$  representerer antall innretninger som har utført tester for barriereelementet. Antall feil på innretningen  $j$  er gitt ved  $x_j$  og antall tester er gitt ved  $X_j$ . I tidligere år har det kun blitt sett på total andel feil.



**Figur 82 Total andel feil for utvalgte barriereelementer, 2008**

Det er svært ulikt hvor mange tester som blir utført på de ulike innretningene på norsk sokkel. Ved å beregne total andel feil for innretninger med svært ulikt antall tester, vil innretninger som har utført mange tester i stor grad dominere resultatene. Total andel feil vil derfor reflektere godheten av barrieren på innretningene med mange tester, ikke nødvendigvis for sokkelen.



**Figur 83 Midlere andel feil for utvalgte barriereelementer, 2008**

Ved å beregne midlere andel feil blir alle innretningene i sorteringsgruppen vektet likt. På denne måten unngår man at innretninger som utfører mange tester dominerer resultatene. Derimot blir problemet med statistiske dårlige data på innretningene med få utførte tester introdusert.

Figur 82 viser total andel feil for 2008 for barriereelementene presentert i kapittel 7.1.1. Figuren baseres på barrieredata fra operatørene på norsk sokkel som har avgitt rapporter. Det bør nevnes at operatør 2, 7 og 8 ikke har avgitt testdata for 2008. Figur 83 viser midlere andel feil beregnet som et gjennomsnitt av andel feil per barriere basert på samme datagrunnlaget som for Figur 82.

Det er forventet at korte testintervall på innretningene vil føre til en lavere feilandel. Siden innretningene med mange tester vil dominere den totale andelen feil er det forventet at total andel feil vil returnere mindre verdier enn midlere andel feil for de fleste barriereelementene. Dette kan man se ved å sammenligne Figur 82 og Figur 83. Total andel feil er større enn midlere andel feil kun for barriereelementene ESDV lukketest, PSV og BOP.

Testdata fra næringen for perioden 2002-2008 er presentert i Tabell 9. Deler av testdata for isolering av BOP for operatør 1 er ikke tatt med i analysen for 2005 og 2006 etter en kvalitetsvurdering i samarbeid med operatøren. Pumpetimer er kun rapportert for perioden 2002-2003, med 1.086.079 pumpe-timer totalt og 6.030 pumpe-timer utilgjengelig i 2002, og 1.803.144 pumpe-timer totalt og 4.525 pumpe-timer utilgjengelig i 2003.

Merk at data for trykkavlastningsventil og sikkerhetsventil bare er rapportert i perioden 2004-2008.

Det vises til kapittel 6 i rapporten fra 2002 når det gjelder definisjon av systemgrenser og feildefinisjoner for de ulike barriereelementene. Systemgrenser og feildefinisjoner for trykkavlastningsventil (BDV) og sikkerhetsventil (PSV) er definert i kapittel 8 i rapporten fra 2004. Systemgrenser for maritime systemer er presentert i kapittel 8.2.2 i rapporten fra 2006.

Når det gjelder sikkerhetsventil, PSV, må det bemerkes at to operatører bruker en annen feildefinisjon enn de øvrige operatørene. Operatør 3, bruker en feildefinisjon på 105 % istedenfor 120 % av settpunkt for åpning av PSV, og operatør 5 bruker en feildefinisjon på 110 % istedenfor 120 %. Også operatør 9 har et lavere settpunkt enn hva som er standard prosedyre for rapportering. Dette kan medføre flere registrerte feil.


**Tabell 9 Testdata for barriereelementer**

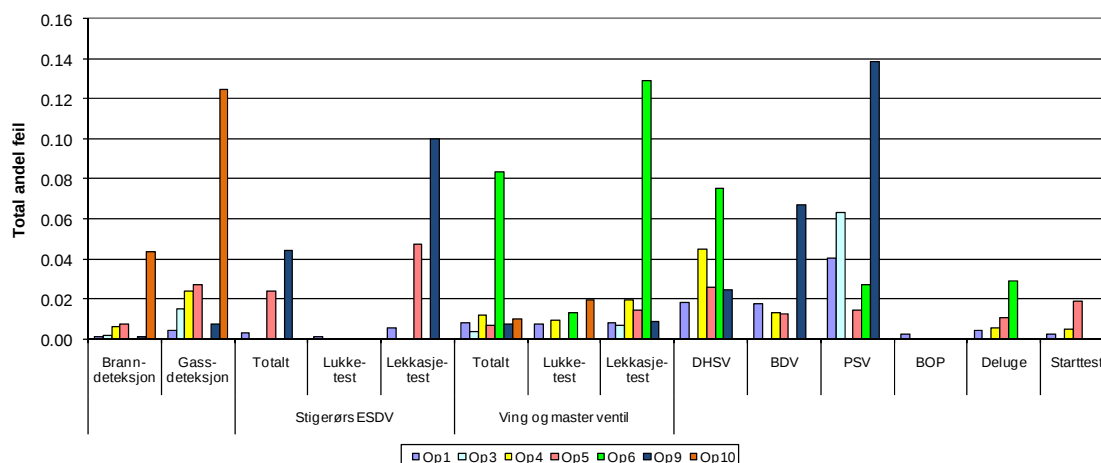
| Barriereelementer       | 2002          |             | 2003          |             | 2004          |             | 2005          |             |
|-------------------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|
|                         | Antall tester | Antall feil | Antall tester | Antall feil | Antall tester | Antall feil | Antall tester | Antall feil |
| Branndeteksjon          | 21.520        | 196         | 50.794        | 346         | 50.278        | 196         | 50.915        | 200         |
| Gassdeteksjon           | 12.562        | 226         | 30.042        | 370         | 30.922        | 275         | 29.588        | 210         |
| Nedstengning            |               |             |               |             |               |             |               |             |
| · Stigerørs- ESDV       | 414           | 4           | 364           | 9           | 545           | 19          | 1.087         | 20          |
| · Ving og master        | 1.664         | 22          | 4.967         | 47          | 4.669         | 29          | 3.395         | 42          |
| · DHSV                  | 1.541         | 29          | 3.098         | 46          | 3.566         | 67          | 3.322         | 80          |
| Trykkavlastnings-ventil | -             | -           | -             | -           | 3.114         | 177         | 2.538         | 45          |
| Sikkerhetsventil        | -             | -           | -             | -           | 4.488         | 267         | 11.292        | 551         |
| Isolering med BOP       | 217           | 7           | 342           | 19          | 217           | 8           | 463           | 275         |
| Aktiv brannsikring      |               |             |               |             |               |             |               |             |
| · Delugeventil          | 1.649         | 46          | 3.438         | 55          | 3.058         | 19          | 2.660         | 35          |
| · Starttest             | 2.829         | 14          | 7.298         | 50          | 6.983         | 40          | 7.087         | 18          |

| Barriereelementer       | 2006          |             | 2007          |             | 2008          |             |
|-------------------------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|
|                         | Antall tester | Antall feil | Antall tester | Antall feil | Antall tester | Antall feil |
| Branndeteksjon          | 46.503        | 141         | 52.657        | 129         | 51.457        | 122         |
| Gassdeteksjon           | 32.072        | 204         | 30.980        | 197         | 30.369        | 271         |
| Nedstengning            |               |             |               |             |               |             |
| · Stigerørs- ESDV       | 1.510         | 28          | 2.196         | 12          | 2.042         | 8           |
| · Ving og master        | 5.150         | 49          | 10.358        | 46          | 10.607        | 103         |
| · DHSV                  | 4.787         | 95          | 5.290         | 153         | 5.367         | 130         |
| Trykkavlastnings-ventil | 3.391         | 47          | 3.481         | 34          | 2.843         | 83          |
| Sikkerhetsventil        | 12.301        | 526         | 12.617        | 397         | 12.649        | 485         |
| Isolering med BOP       | 2.351         | 24          | 6.002         | 22          | 7.703         | 36          |
| Aktiv brannsikring      |               |             |               |             |               |             |
| · Delugeventil          | 2.861         | 21          | 2.664         | 13          | 2.582         | 20          |
| · Starttest             | 6.312         | 16          | 7.228         | 16          | 6.051         | 20          |

Figur 84 viser total andel feil per barriereelement for de sju operatørene som har rapportert testdata i 2008. Figuren viser at det er betydelig variasjon i andel feil mellom de ulike operatørene. Variasjonen skyldes flere faktorer:

- *Forskjell i testintervall.* Total andel feil er beregnet som  $X/N$  hvor  $X$  er antall feil og  $N$  antall tester. Dersom feilraten, dvs. antall feil per tidsenhet, antas å være konstant, er det rimelig å anta at andelen total andel feil vil minke dersom hyppigheten på testene øker. Det er observert forskjell i testintervall, uten at effekten av dette er nærmere vurdert.
- *Forskjell i antall innretninger operatørene har ansvar for.* Færre innretninger og komponenter gir større variasjon.
- *Forskjell i antall tester.* Variasjonen er normalt størst for barriereelement som har relativt få tester.



**Figur 84 Total andel feil presentert per barriereelement for operatør 1 til 9**

Antall tester med ESDV kan i noen grad ha vært underrapportert før 2007, da lukke- og lekkasjetest kan ha vært utført samtidig, men bare regnet som en test. Feilkriteriene for ESDV kan variere mellom innretningene og selskapene, ettersom kriteriet skal være fastlagt basert på risikoberegning. Feilkriteriene for ving- og masterventil er gitt av API, og er derfor felles for innretninger og selskaper.

Operatør 9 har høyest andel feil for barriereelementet stigerørs ESDV i 2008, men har redusert sin andel feil fra ca 0,065 i 2007 til 0,044 i 2008, For ESDV lukketest er reduksjonen i andel feil enda mer markant, fra ca 0,165 i 2007 til 0,100 i 2008.

Operatør 6 har en forholdsvis høy andel feil for ving og master ventil. Figur 84 viser at dette er på grunn av en høy andel feil på lekkasjetestene. For denne barrieren og operatøren har total andel feil økt fra ca 0,065 i 2007 til ca 0,084 i 2008. Dette er nok ikke en signifikant endring ettersom denne operatøren har et begrenset datasett for barriereelementet ving og master ventil.

Operatør 6 har høyest andel feil også for barriereelementet DHSV, men det er viktig å poengtere at andel feil for denne operatøren har sunket fra ca 0,135 i 2007 til 0,075 i 2008.

For barriereelementet BDV har operatør 9 klart høyest andel feil blant operatørene som har rapportert inn testdata. Den samme operatøren hadde høyest andel feil også i 2007, og har nesten doblet sin totale andel feil for BDV fra i fjor; fra ca 0,035 til ca 0,07.

Det er bare en operatør som har registrert feil for barriereelementet BOP. Dette er en klar forbedring fra 2007 da fire operatører hadde mellom 4 og 8 % andel feil. Det skal bemerkes at operatør 3 ikke har rapportert noen tester av BOP i 2008.

For barrieren deluge har operatør 6 høyest andel feil med tilsvarende nivå som den hadde i 2007.

I de påfølgende delkapitler er detaljerte resultater for 2008 presentert, samt gjennomsnitt for innretningene i perioden 2002-2008. Når det gjelder hvilken barrierefunksjon barriereelementene tilhører og sammenhengen mellom disse vises det til rapporten fra 2002, kapittel 6.

I figurene som presenteres er antall tester i 2008 presentert for hver innretning. Der det står G 270, betyr dette 270 tester for innretning G. Det må bemerkes at antall tester per innretning ikke forventes å være likt da det er stor variasjon i antall komponenter per innretning. Noen av innretningene på norsk sokkel er små ubemannede innretninger, mens andre er store integrerte innretninger.



Innretninger som ikke har rapportert inn data for 2008 er fjernet fra figuren. Det viser at det er forbedringspotensial hos flere operatører.

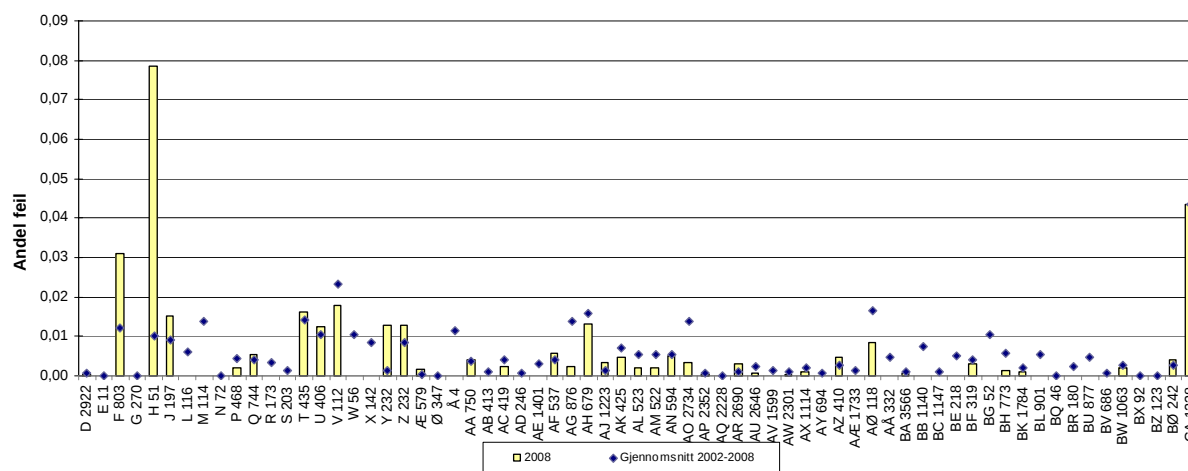
I vurderingen av resultatene er det referert til tilgjengelighetskrav for sikkerhetskritiske systemer som for eksempel StatoilHydro sine interne retningslinjer definert i dokumentet *Health, safety, security and the environment (HSE) guideline* (StatoilHydro, 2007). Det må bemerkes at det i industrien generelt benyttes ulike uttrykk for hvor ofte feil inntreffer, for eksempel utilgjengelighet, andel feil, sviktrater osv. I denne rapporten benyttes andel feil.

### 7.2.1.1 Branneteksjon

Figur 85 viser andel feil per innretning for branneteksjon i 2008, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2008. Med branneteksjon mener en her røykdetektorer, flammedetektorer og varmedetektorer.

Det har i alt blitt innrapportert 52.695 tester på 67 innretninger for 2008 (Tabell 9), noe som tilsvarer ca. 786 tester i snitt per innretning. Det er store variasjoner i antall tester per innretning, fra 3.566 for innretningen med flest tester til 4 tester for den som har færrest.

Total andel feil for branneteksjonsbarrieren på norsk sokkel er 0,0033 for 2008 når en beregner andel feil som antall feil over antall tester for barrieren branneteksjon. Midlere andel feil per innretning som har rapportert inn tester for branneteksjon er 0,0043. Ser en på perioden 2002-2008 er total andel feil 0,0038 og midlere andel feil 0,0052. Disse tallene ligger innenfor tilgjengelighetskravene som benyttes i industrien slik som StatoilHydro sine interne retningslinjer som indikerer et nivå på 0,01.

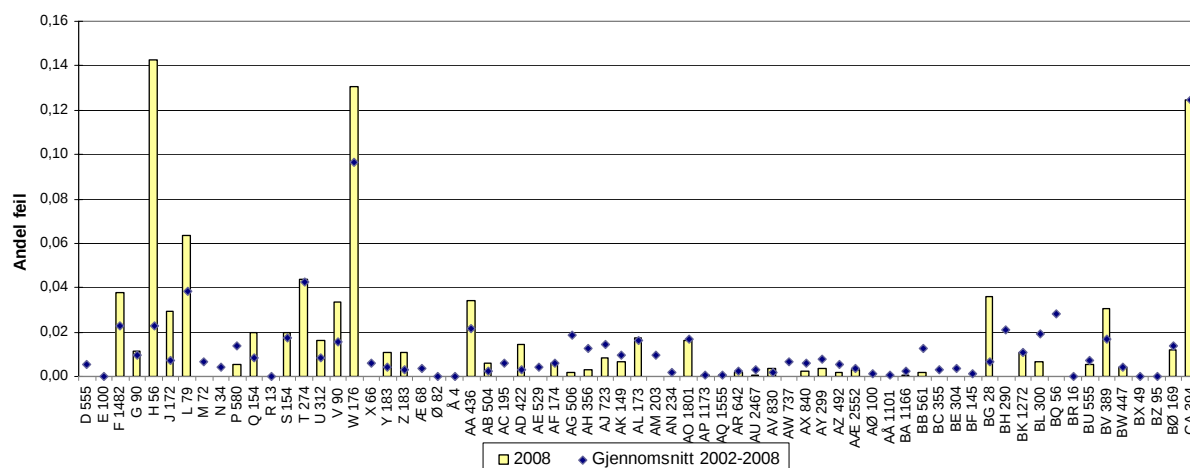


**Figur 85 Andel feil for branneteksjon**

### 7.2.1.2 Gassdeteksjon

Figur 86 viser andel feil per innretning for gassdeteksjon. Med gassdeteksjon mener en her alle typer gassdetektorer. Det har i alt blitt innrapportert 30.763 tester på 67 innretninger for 2008 (Tabell 9), noe som tilsvarer ca. 460 tester i snitt per innretning. Også for gassdeteksjon er variasjonen i antall tester per innretning stor, fra 2.552 for innretningen med flest tester til 4 for den med færrest.

Total andel feil for gassdetektorer er 0,0098 for 2008. Ser en på perioden 2002-2008 er total andel feil 0,0085. Midlere andel feil for innretningene som har rapportert inn testdata er 0,0140 for 2008 og 0,0108 for hele innsamlingsperioden 2002 til 2008. Disse tallene samsvarer med tilgjengelighetskravene som benyttes i industrien, slik som StatoilHydro sine interne retningslinjer, som indikerer et nivå på 0,01 bortsett fra midlere andel feil i 2008 som ligger noe over kravet.



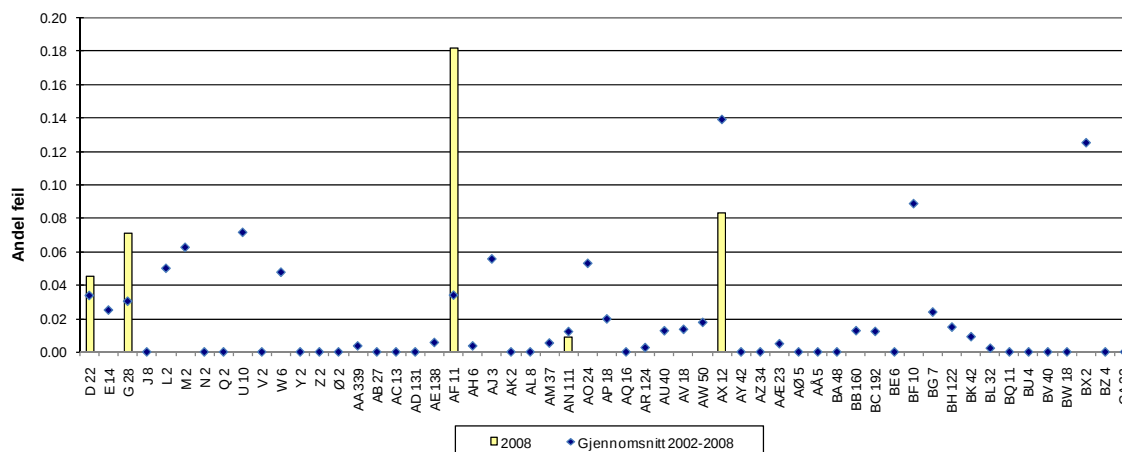
**Figur 86 Andel feil for gassdeteksjon**

### 7.2.1.3 Nedstenging

For nedstenging er det rapportert data for 3 ulike barriereelementer. To av disse, ESDV og ving og master ventil, er fra 2007 delt inn i lukke- og lekkasjetest.

- Stigerørs ESDV
  - o Lukketest
  - o Lekkasjetest
- Ving og master ventil
  - o Lukketest
  - o Lekkasjetest
- DHSV

Figur 87 viser andel feil per innretning for stigerørs ESDV, samt gjennomsnitt for perioden 2002-08.



**Figur 87 Andel feil stigerørs ESDV**

Det har i alt blitt innrapportert 2.071 tester på 55 innretninger for 2008 (Tabell 9). Antall tester er sterkt økende utover i innsamlingsperioden, fra 2004 til 2008 er antall tester nesten firdoblet. Grunnen til dette er at flere operatører har rapportert inn tester på flere av sine innretninger enn tidligere. Noen av disse innretningene har et betydelig antall tester. Som en ser av figuren varierer antall tester per innretning fra 2 til 339, mens ca. halvparten av innretninger angir antall tester fra 2 til 15. Årsakene til

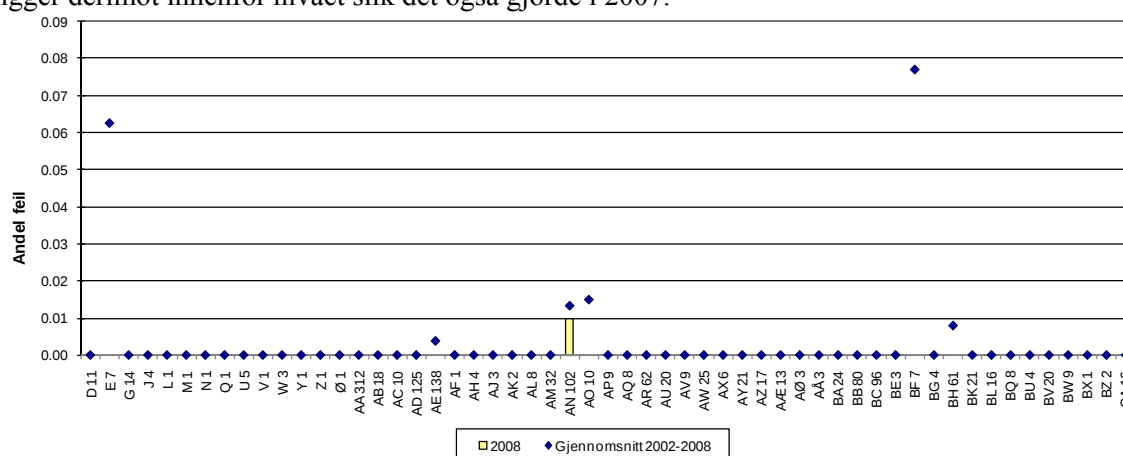


dette er at noen innretninger har få eller ingen stigerør ESD ventiler, samt at det trolig er ulik forståelse av hva som regnes som test. Det er grunn til å tro at noen tidligere har gjennomført både lukke- og lekkasjetest samtidig, og telt dette som en test.

En ser videre at noen innretninger har en relativt høy andel feil noe som kan forklares med at disse innretningene har gjennomført et forholdsvis lavt antall tester.

Total andel feil for en stigerørs ESDV er 0,0034 for 2008. Ser en på perioden 2002-2008 er total andel feil 0,0120. Tilsvarende er midlere andel feil for stigerørs ESDV 0,0071 for 2008 og 0,0189 for perioden 2002-2008.

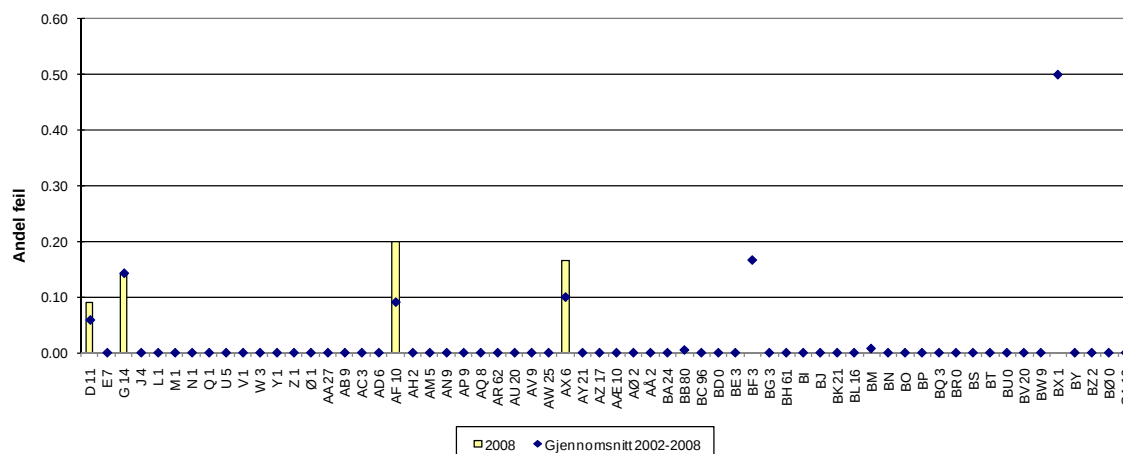
Gjennomsnittet for 2002-2008 ligger noe over tilgjengelighetskravene som benyttes i industrien, slik som StatoilHydro sine interne retningslinjer som indikerer et nivå på 0,01. Total andel feil for 2008 ligger derimot innenfor nivået slik det også gjorde i 2007.



**Figur 88 Andel feil lukketest stigerørs ESDV**

Figur 88 viser at det er kun én innretning som har registrert feil på lukketest i 2008. Det har vært 1.385 tester for denne barrieren fordelt på 55 innretninger. Det er kun ca. 25 tester i snitt per innretning. Total andel feil er 0,0007 i 2008 og 0,0033 i hele perioden.

Total andel feil for lekkasjetest er vist i Figur 89, her er det få innretninger som har en feilandel. En ser ut fra figuren at det er få tester per innretning så i de tilfeller der en feil blir registrert gir dette en høy feilandel. Total andel feil i 2008 er 0,0089 og 0,0066 i hele perioden.

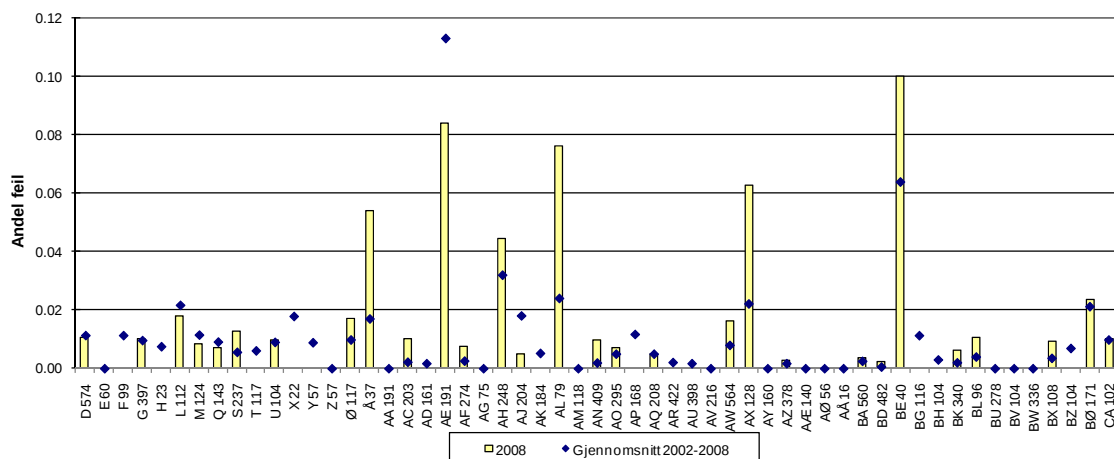


**Figur 89 Andel feil lekkasjetest ESDV**

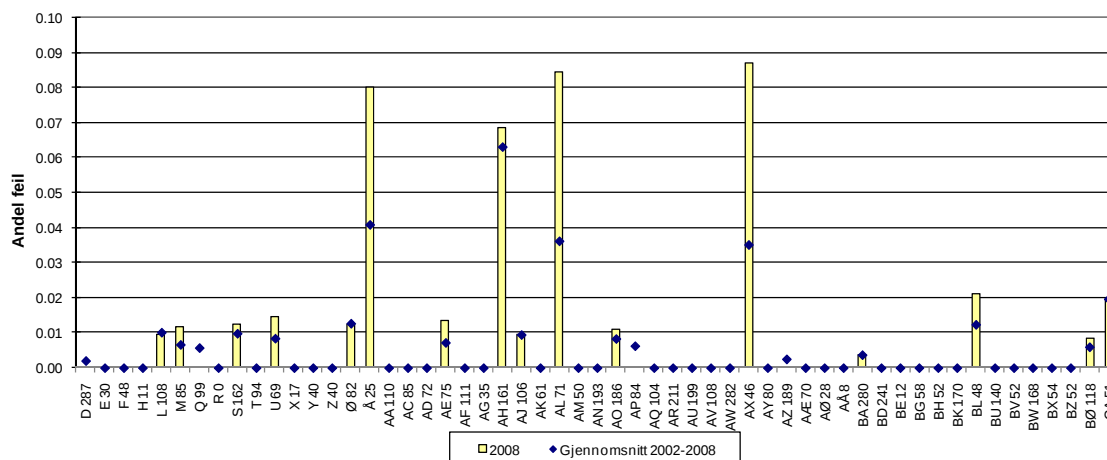


Figur 90 viser total andel feil per innretning for ving og master ventiler for 2008, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2008. For ving og master ventilene har det i 2008 blitt utført 10.709 tester på 55 innretninger (Tabell 9). Dette tilsvarer et snitt på 195 tester per innretning.

Total andel feil for brønnisolering ved ving og master ventil er 0,0094 for 2008. Ser en på perioden 2002-2008 er total andel feil 0,0079. For midlere andel feil er feilandelene henholdsvis 0,0116 både for 2008 og i gjennomsnitt for perioden 2002-2008. Dette er lavere enn tilgjengelighetskravene som benyttes i industrien, slik som StatoilHydro sine interne retningslinjer som indikerer et nivå på 0,02.



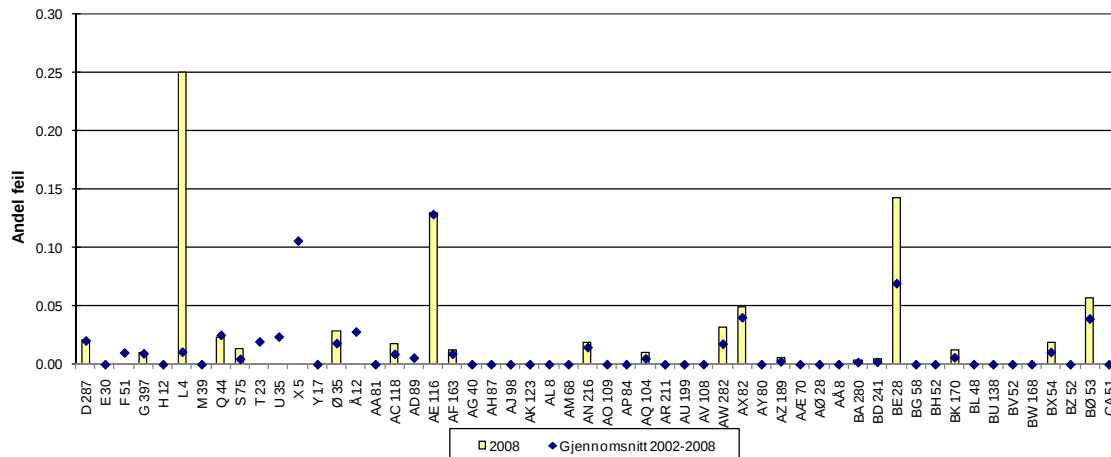
**Figur 90 Andel feil for ving og master ventil**



**Figur 91 Andel feil lukketest ving og master ventil**

Figur 91 viser total andel feil per innretning for lukketester av ving og masterventil. Det har kun blitt skilt mellom lekkasje- og lukketester de siste to årene så datagrunnlaget for snittet er her begrenset. Den samlede total andel feil for norsk sokkel i 2008 for denne barrieren er 0,0068 mens den for hele perioden ligger på 0,0050.

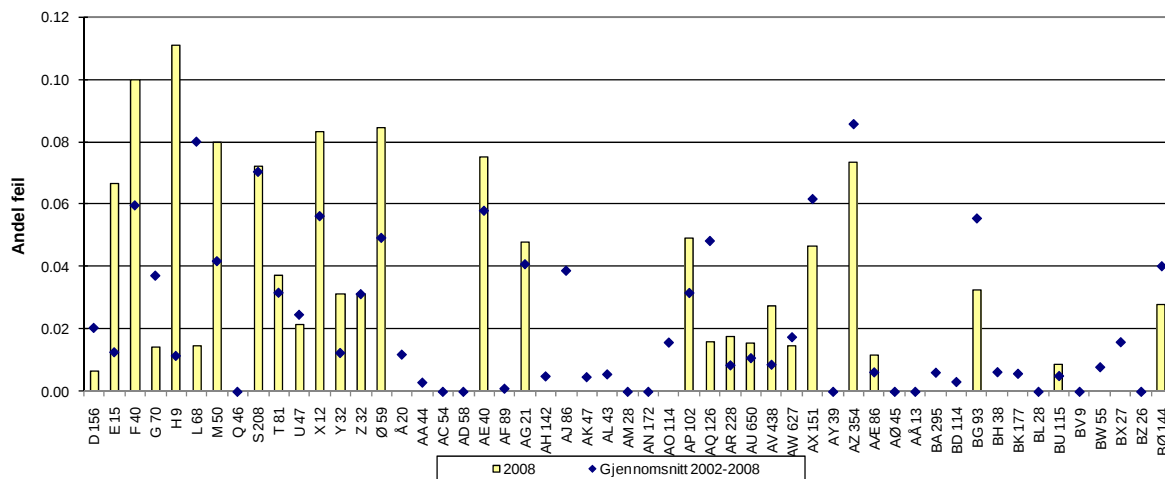
I Figur 92 ser en total andel feil for lukketester av ving og master ventil. For denne barrieren var snittet i 2008 0,0121 og for hele perioden 0,0092.



Figur 92 Andel feil lekkasjetest ving og master ventil

Figur 93 viser andel feil per innretning for DHSV, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2008. For DHSV har det i alt blitt rapportert 5.863 tester på 53 innretninger (Tabell 9), noe som tilsvarer ca. 111 tester i snitt per innretning.

Total andel feil for brønnsisolering ved DHSV er 0,0222 for 2008. Ser en på perioden 2002-2008 er gjennomsnittlig andel feil 0,0202. Midlere andel feil er 0,0230 for 2008 og 0,0209 i gjennomsnitt for perioden 2002-2008. Dette er noe høyere enn tilgjengelighetskravene som benyttes i industrien, slik som StatoilHydro sine interne retningslinjer som indikerer et nivå på 0,02.



Figur 93 Andel feil for DHSV

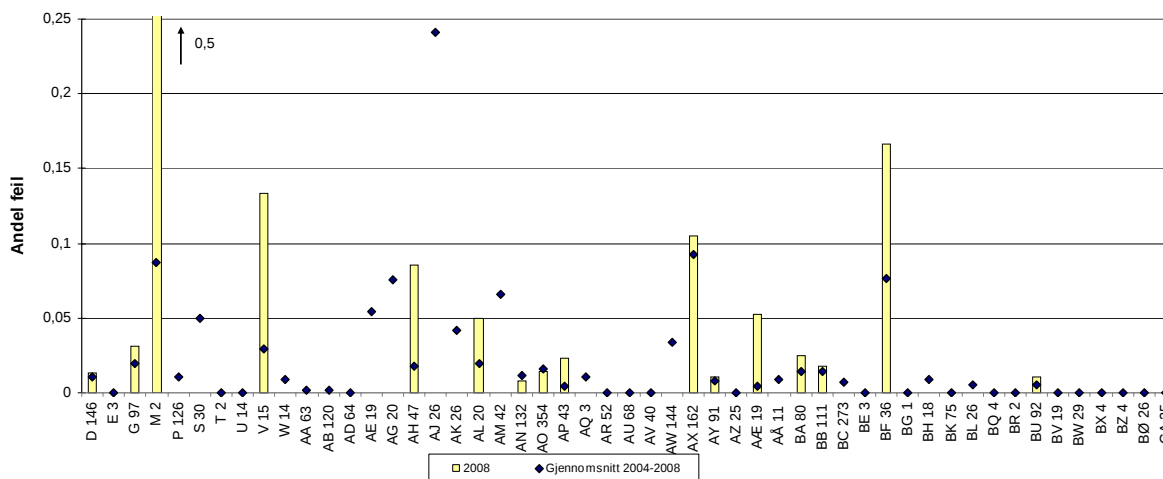
#### 7.2.1.4 Trykkavlastningsventil, BDV

Trykkavlastningsventil er et av barriereelementene som det bare har blitt samlet inn testdata for siden 2004.

Figur 94 viser andel feil per innretning for trykkavlastningsventil, samt gjennomsnitt for innretningen i perioden 2004-2008. Det har i alt blitt innrapportert 2.868 tester på 51 innretninger for 2008 (Tabell 9), noe som tilsvarer ca 56 tester i snitt per innretning. Antall tester per innretning varierer fra 1 til 354.



Total andel feil for en trykkavlastningsventil er 0,0174 for 2008. Ser en på perioden 2004-2008 er gjennomsnittlig andel feil 0,0229. Midlere andel feil er 0,0245 for 2008 og 0,0181 for perioden 2004-2008. Dette er klart høyere enn tilgjengelighetskravene som benyttes i industrien, slik som StatoilHydro sine interne retningslinjer som indikerer et nivå på 0,005.

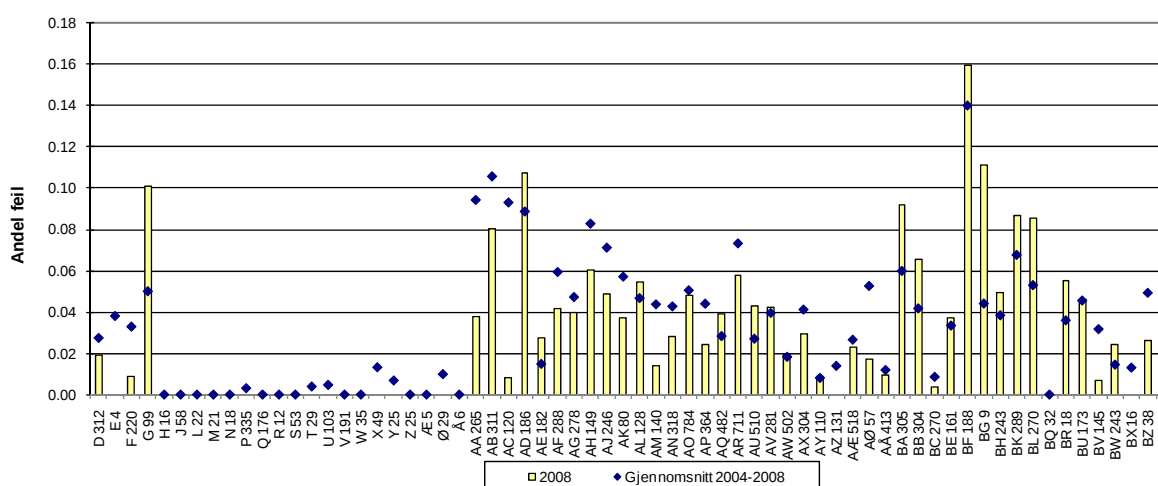


**Figur 94 Andel feil for trykkavlastningsventil, BDV**

### 7.2.1.5 Sikkerhetsventil, PSV

Sikkerhetsventil er også ett av barriereelementene som det bare har blitt samlet inn testdata for siden 2004.

Figur 95 viser andel feil per innretning for sikkerhetsventil, samt gjennomsnitt for innretningen i perioden 2004-2008. Det har i alt blitt innrapportert 12.649 tester på 66 innretninger for 2008 (Tabell 9), noe som tilsvarer ca 192 tester i snitt per innretning. Antall tester har økt fra 4.488 i 2004 til et stabilt nivå rundt 12.000 fra 2005, noe som tyder på at rapporteringsrutinene ble betydelig forbedret i 2005. Antall tester per innretning varierer fra 4 til 784.



**Figur 95 Andel feil for sikkerhetsventil, PSV**

Total andel feil for en sikkerhetsventil er 0,0383 for 2008. Ser en på perioden 2004-2008 er total andel feil 0,0417. Midlere andel feil er 0,0293 for 2008 og 0,0353 for perioden 2002-2008. Det må bemerkes at tre operatører bruker en annen feildefinisjon enn de øvrige operatørene. Operatør 3, se også Figur



84, bruker en feildefinisjon på 105 % istedenfor 120 % av settpunkt for åpning av PSV, og operatør 5 bruker en feildefinisjon på 110 % istedenfor 120 %. Også operatør 9 har et lavere settpunkt enn hva som er standard prosedyre for rapportering. Dette medfører sannsynligvis flere registrerte feil. Tas dataene fra disse operatørene ut av utvalget reduseres total andel feil for PSV i 2008 fra 0,0383 til 0,0349, mens midlere andel feil kun vil ha en forsvinnende liten nedgang.

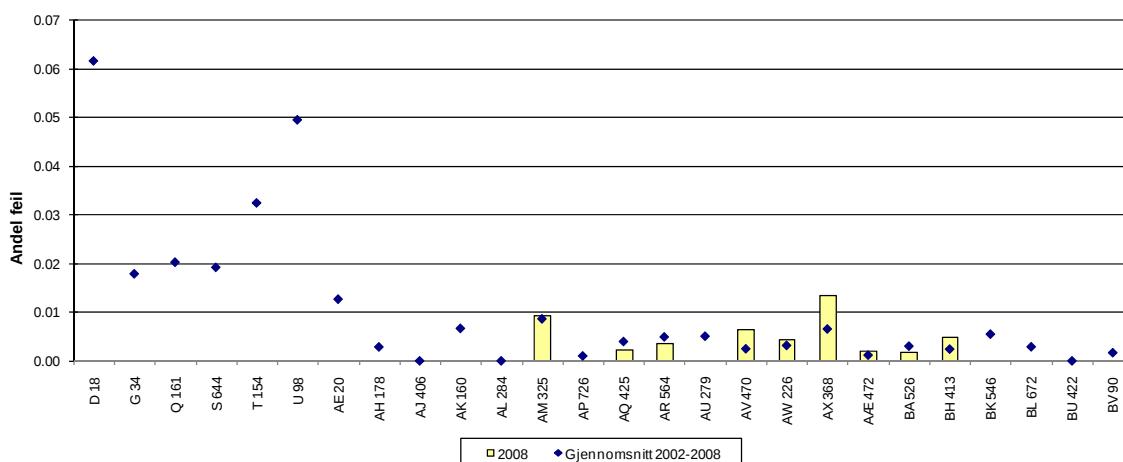
Innrapportert andel feil for barriereelementet PSV er i samsvar med tilgjengelighetskravene som benyttes i industrien, slik som StatoilHydro sine interne retningslinjer som indikerer et nivå på 0,04.

### 7.2.1.6 Isolering med BOP

Figur 96 viser andel feil per innretning for isolering med BOP, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2008. For brønnisolering med BOP er det utført 8.681 tester på 26 innretninger (Tabell 9). Dette tilsvarer et snitt på ca 334 tester per innretning. Antall tester har økt kraftig siden de første årene, og i 2008 var antall tester omtrent 15 ganger så høyt som i 2005.

Total andel feil for isolering med BOP er 0,0022 for 2008. Ser en på perioden 2002-2008 er total andel feil i snitt 0,0069. Midlere andel feil er 0,0019 for 2008 og i snitt 0,0311 for perioden 2002-2008. For denne barrieren har man ikke noe krav å sammenligne med da tilgjengelighetskrav ikke anses som egnet. I de interne retningslinjene til StatoilHydro anbefales det å følge opp feil på denne barrieren ved hjelp av trendanalyser.

Det må videre bemerkes at det historisk helt siden 2002 har vært vanskelig å få rapporter på ”isolering med BOP” fra operatørene da slike data ofte finnes hos borekontraktør og ikke hos de som rapporter til RNNP. Dette har imidlertid forbedret seg fra 2007 som vi ser av Tabell 9.



**Figur 96 Andel feil for isolering med BOP**

### 7.2.1.7 Aktiv brannsikring

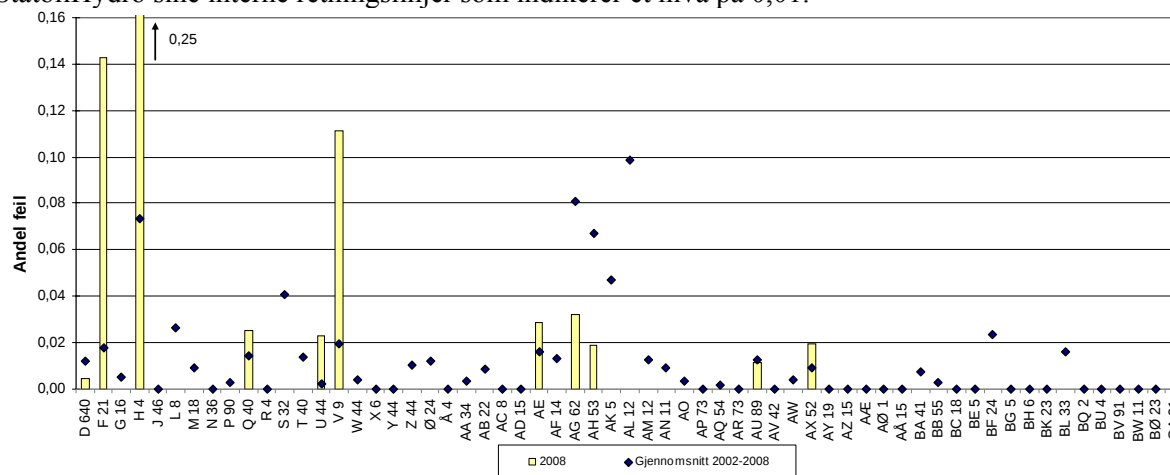
For aktiv brannsikring er det rapportert data for to ulike barriereelementer fra 2004:

- Delugeventil
- Starttest

Figur 97 viser andel feil per innretning for delugeventiler for 2008, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2008. Det har i alt blitt utført 2.603 tester på delugeventiler på 61 innretninger (Tabell 9), noe som tilsvarer ca. 43 tester i snitt per innretning.



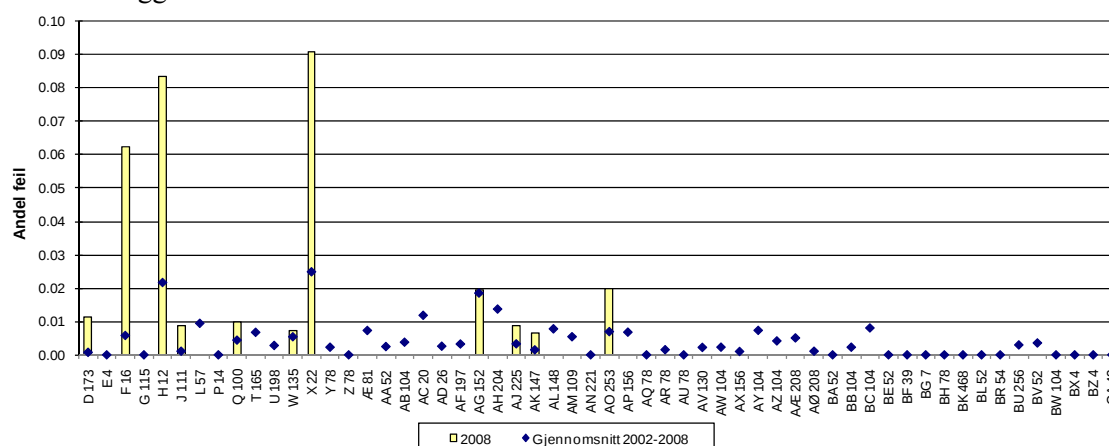
Total andel feil for barriereelementet delugeventil er 0,0073 for 2008. Ser en på perioden 2002-2008 er total andel feil i snitt 0,0103. Midlere andel feil er 0,0109 for 2008 og 0,0111 i snitt for perioden 2002-2008. Dette er i samsvar med tilgjengelighetskravene som benyttes i industrien, slik som StatoilHydro sine interne retningslinjer som indikerer et nivå på 0,01.



**Figur 97 Andel feil for delugeventil**

Figur 98 viser andel feil per innretning for starttest av brannpumper. Det er ikke skilt mellom elektrisk, hydraulisk og dieseldrevne pumper. Når det gjelder brannvannsforsyningen har det blitt utført 6.094 starttester på 56 innretninger (Tabell 9), noe som tilsvarer ca. 110 i snitt per innretning i 2008.

Gjennomsnittlig andel feil for pumpene er 0,0033 for 2008. For perioden 2002-2008 er gjennomsnittet på 0,0039. Midlere andel feil er 0,0059 i 2008 og 0,0051 i snitt for perioden 2002-2008. Gjennomsnittlig total andel feil for 2002-2008 ligger innenfor tilgjengelighetskravene som benyttes i industrien, slik som StatoilHydro sine interne retningslinjer, som indikerer et nivå på 0,005. Midlere andel feil for 2008 derimot ligger noe over kravet.



**Figur 98 Andel feil for starttest av brannpumper**

### 7.2.1.8 Beredskapsforhold

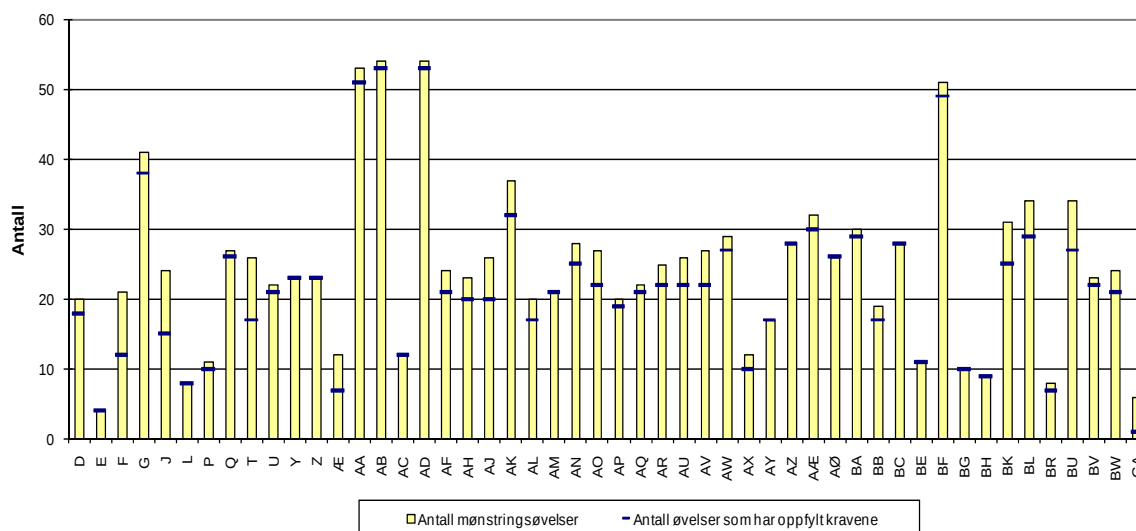
Næringen har rapportert følgende forhold knyttet til beredskap:

- Mønstringskrav
- Antall øvelser
- Hvor mange innretninger som møter kravene
- Gjennomsnittlig bemanning.



Basert på denne informasjon er Figur 99 og Figur 100 etablert.

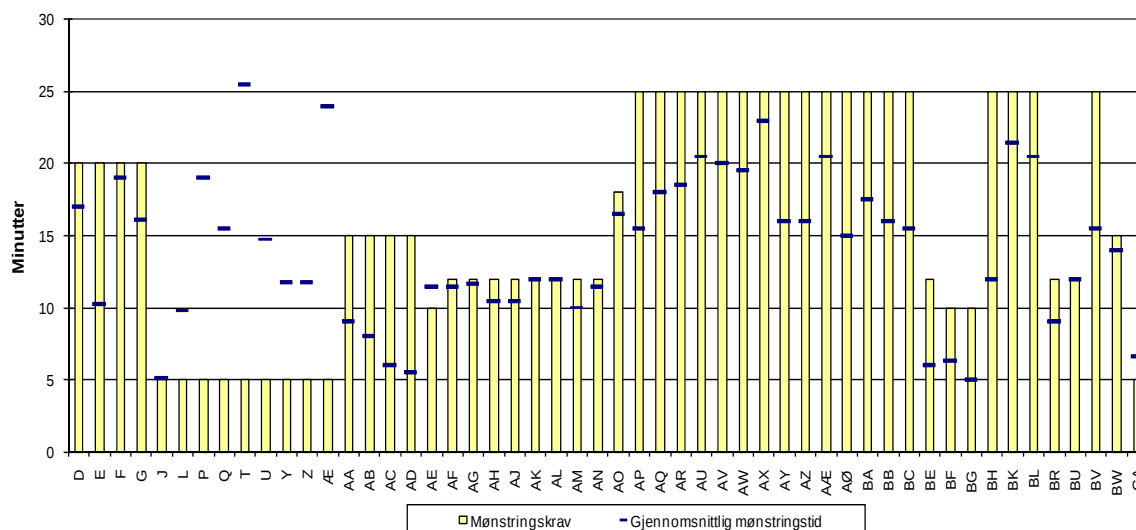
Figur 99 viser antall mønstringsøvelser per innretning samt hvor mange som har møtt mønstringskrav. Av totalt 1.288 øvelser har 1.146 møtt krav, det vil si at ca. 11 av 100 øvelser ikke møter kravet som er gitt. Figur 100 viser mønstringskrav samt gjennomsnittlig mønstringstid. Gjennomsnittlig mønstringstid er beregnet ved å summere gjennomsnittet for 1. og 2. halvår og deretter dividere på 2. I de aller fleste tilfeller er dette en god approksimasjon.



**Figur 99** Antall øvelser og antall øvelser som har møtt mønstringskrav

For noen innretninger ser en, i år som tidligere år, at gjennomsnittlig mønstringstid ligger langt over kravet. I all hovedsak gjelder dette innretninger som har mønstringskrav på 5 minutter.

Det er grunn til å tro at tid til mønstring i reelle ulykkessituasjoner ikke blir noe kortere enn under øvelser. I rapporten fra 2003, delkapittel 8.2.1.6, ble observasjoner i forbindelse med gjennomgang av granskningsrapporter knyttet til hydrokarbonlekkasjer presentert.



**Figur 100** Mønstringskrav og gjennomsnittlig mønstringstid



## 7.2.2 Barrierer knyttet til maritime systemer

I 2007 og 2008 har det blitt samlet inn data for maritime systemer, for følgende barrierer:

- Vanntette dører
- Ventiler i ballastsystemet
- Forankringssystemet
  - Antall situasjoner med en bremse tatt ut av funksjon
  - Antall situasjoner der også den andre bremsen svikter
- Tid uten akseptable signaler fra tre referansesystemer eller mindre enn to referansesystemer av ulikt prinsipp (gjelder kun flyttbare innretninger)

Systemgrensene for de ulike barrierene blir presentert nedenfor:

### 7.2.2.1 Lukking av vanntette dører:

For dette barriereelementet blir det rapportert inn antall tester med lukking av vanntette dører. Det blir også rapportert inn antall dører som ikke har lukket helt ved testing, eller som ikke har lukket innenfor tidskravene til Sjøfartsdirektoratets forskrift 20. desember 1991 nr. 878 om stabilitet, vanntett oppdeling og vanntette/værtette lukningsmidler på flyttbare innretninger, § 38 og § 41.

### 7.2.2.2 Ventiler i ballastsystem

De ansvarlige har blitt spurt om antall funksjonstester på ventiler i ballastsystemet, samt antall tilfeller der ventilen ikke lukket eller åpnet som forventet. Det skal også rapporteres når ventilen har høyere innvendig eller utvendig lekkasje enn akseptabelt.

### 7.2.2.3 Forankringssystemet

#### **Antall situasjoner med en bremse tatt ut av funksjon**

Antall situasjoner der en brems i forankringssystemet er tatt ut av funksjon under bruk av innretningen – uavhengig av årsak er rapportert. Rapporteringskriteriet er at en har måttet aktivere nødstopp etter at kjettingen har rast ut.

#### **Antall situasjoner der også den andre bremsen svikter**

Antall tilfeller der den andre bremsen har sviktet helt eller delvis når første brems er ute av funksjon skal også rapporteres i forbindelse med barriereinnsamlingen. Også for dette barriereelementet gjelder nødstopp eller at kjettingen har rast ut som et rapporteringskriterium. Om en har effektive mekaniske kjettingstoppere kan en rapportere tallet som null. Dette har ikke blitt spurt om for flyttbare innretninger i 2007 og 2008.

I tillegg skal det for flyttbare innretninger rapporteres tid i operasjon på DP-klasse 3 (jamfør også veiledningen til aktivitetsforskriften § 81 om posisjonering). Tid der en ikke har akseptable signaler fra tre referansesystemer eller mindre enn to referansesystemer - av ulikt prinsipp skal også rapporteres.

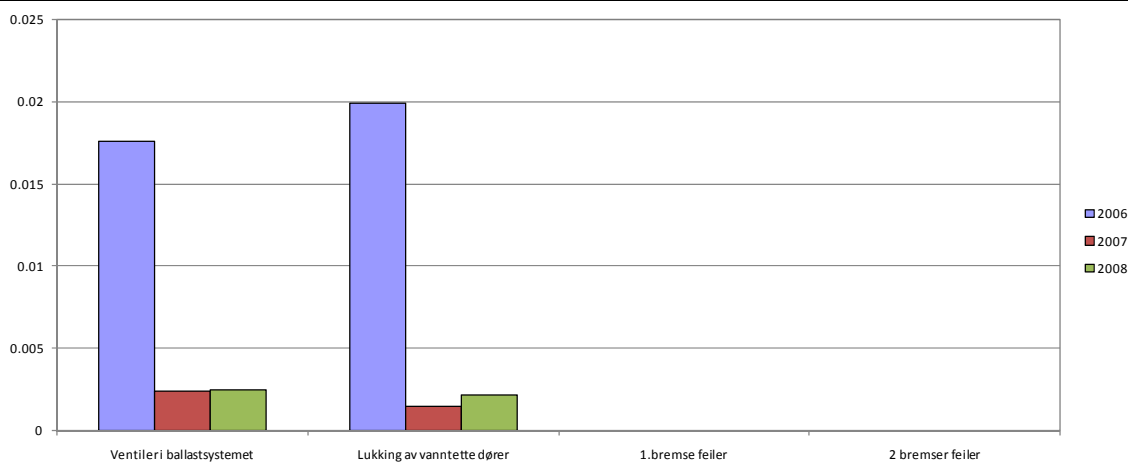
### 7.2.2.4 Produksjonsinnretninger

Tallene i parentes i Tabell 10 viser innrapporterte data uten innretning AM i 2006 og BH i 2006 og 2007 og 2008 for barriereelementet ventiler i ballastsystemet. Figur 101 viser total andel feil for barriereelementene som hører til marine systemer i 2006–08.



**Tabell 10** Antall tester, feil og innretninger som har rapportert inn barriereedata for maritime systemer for perioden 2006–08

| Barriereelementer          | 2006                         |                       | 2007                         |                     | 2008                         |                      | Antall innretninger som har rapportert i 2008 |
|----------------------------|------------------------------|-----------------------|------------------------------|---------------------|------------------------------|----------------------|-----------------------------------------------|
|                            | Antall tester                | Antall feil           | Antall tester                | Antall feil         | Antall tester                | Antall feil          |                                               |
| Ventiler i ballastsystemet | 6.193<br>(155) <sup>34</sup> | 110 (5) <sup>34</sup> | 1.683<br>(877) <sup>35</sup> | 4 (3) <sup>35</sup> | 4129<br>(1880) <sup>35</sup> | 10 (8) <sup>35</sup> | 16                                            |
| Lukking av vanntette dører | 362                          | 7                     | 674                          | 1                   | 1862                         | 4                    | 11                                            |
| Forankringssystemet        |                              |                       |                              |                     |                              |                      |                                               |
| · 1 brems feiler           | 48                           | 0                     | 0                            | 0                   | 0                            | 0                    | 0                                             |
| · 2 bremser feiler         | 60                           | 0                     | 0                            | 0                   | 0                            | 0                    | 0                                             |



**Figur 101** Andel feil for marine systemer, produksjonsinnretninger

## 7.2.3 Barrierer knyttet til maritime systemer på flyttbare innretninger

Det har i 2008 blitt samlet inn data for maritime systemer, for følgende barrierer for flyttbare innretninger:

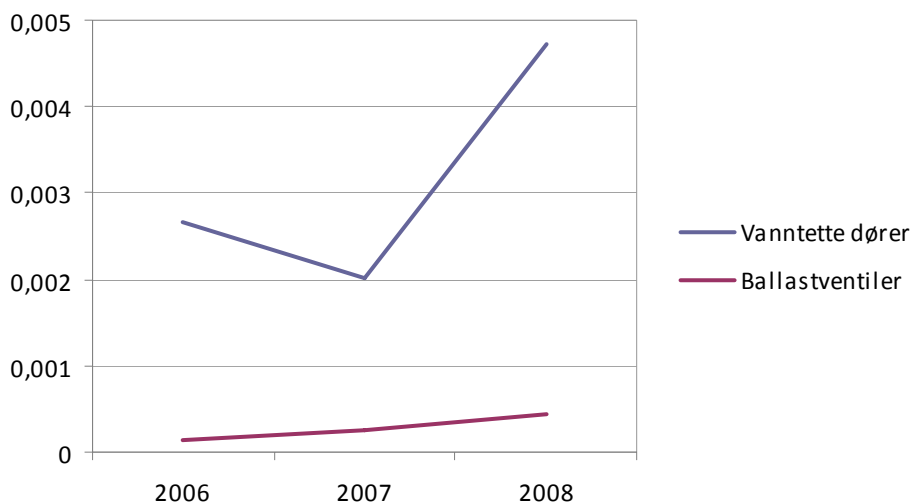
- Vanntette dører
- Ventiler i ballastsystemet
- Tid uten akseptable signaler fra tre referansesystemer eller mindre enn to referansesystemer av ulikt prinsipp (gjelder kun flyttbare innretninger)
- GM verdier for flytere ved årsskiftet

Systemgrensene for de ulike barrierene framgår av RNNP rapporten for 2007 side 140.

Figur 102 viser antall feil delt på antall funksjonstester av vanntette dører og ventiler i ballastsystemer.

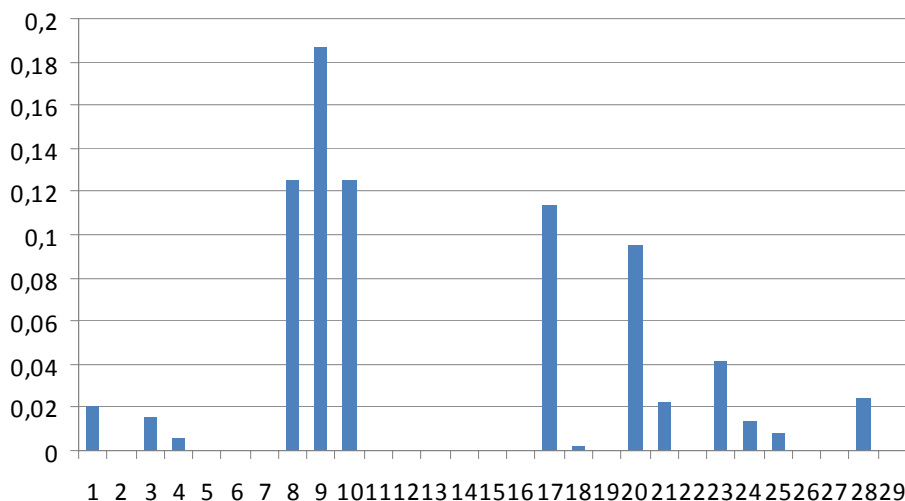
<sup>34</sup> Tallene i parentes i rekke 2 i Tabell 10 representerer antall tester og feil uten innretning AM i 2006.

<sup>35</sup> Tallene i parentes i rekke 2 i Tabell 10 representerer antall tester og feil uten innretning BH i 2007 og 2008.

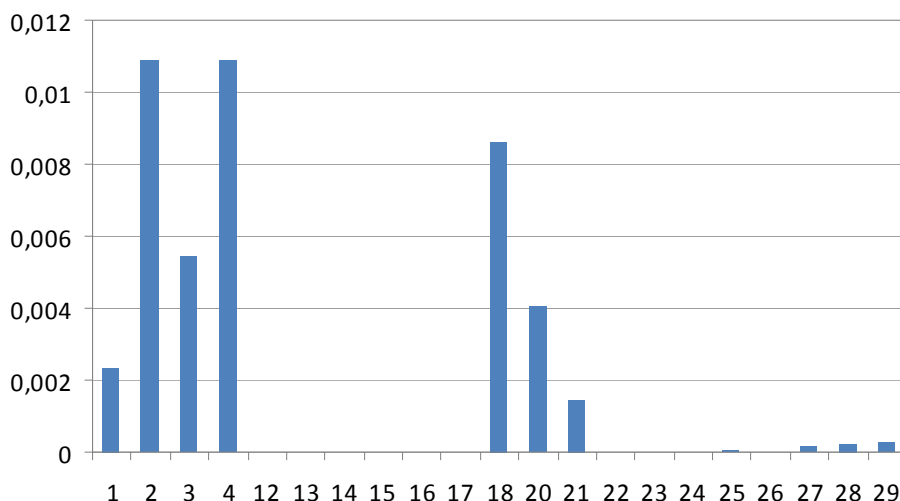


**Figur 102** Antall feil delt på antall funksjonstester av vanntette dører og ventiler i ballastsystemer

Det er store variasjoner i antall tester per innretning fra daglige tester til to ganger i året på en jackup. Det har vært en økning det siste året i antall feil, men vi har for få år med data til å kunne si sikkert hvor store de årlige variasjonene normalt er. Det er ikke noen klar sammenheng mellom antall feil og antall tester, men de rederne som testet minst hadde høyest feilfrekvens (antall feil/antall tester på hele innretningen), og da også trolig størst nedetid på systemene. For jackuper er disse sikkerhetssystemene normalt bare aktuelle i flytende tilstand, og det er ikke unaturlig at jackupene har lavest testhyppighet. Det er i 2008 gjort ca 12.000 tester av vanntette dører og ca 159.000 tester av ballastventiler. Feilfrekvensene på disse systemene er på samme nivå som for produksjonsinnretninger.

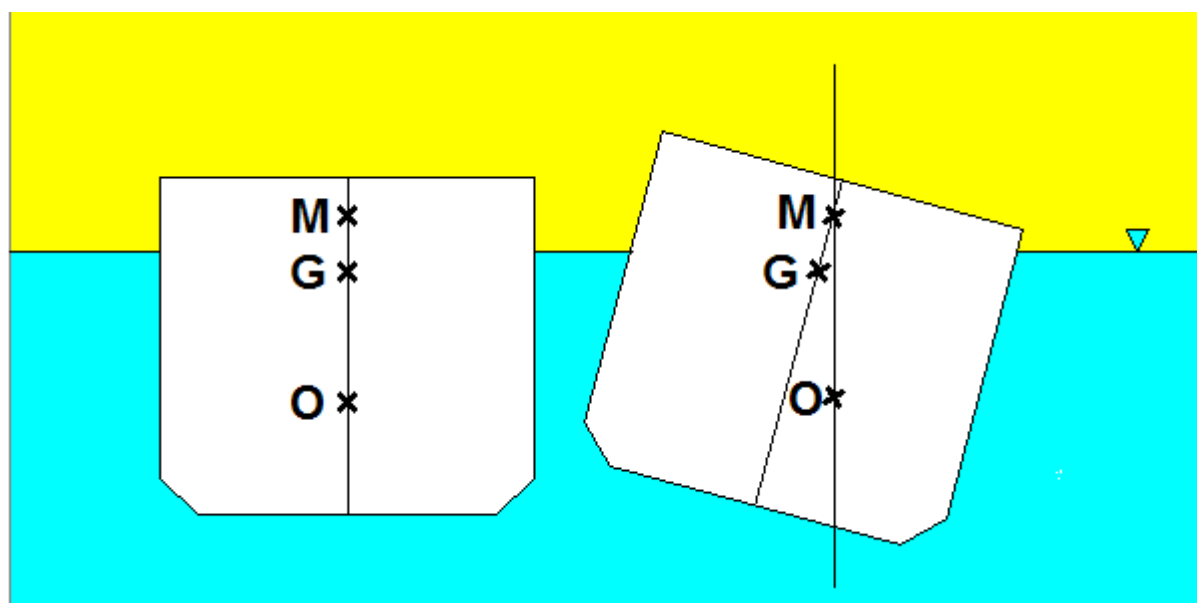


**Figur 103** Feilfrekvens ved testing av vanntette dører på flyttbare innretninger, (anonymisert) for 2008  
(De som er uten markering har null feil)



**Figur 104** Feilfrekvenser for ballastventiler på flyttbare innretninger (anonymisert) i 2008  
(De som er uten markering har null feil)

Det er ikke meldt om feil i 2007 eller 2008 knyttet til uakseptable signaler fra tre referansesystemer eller mindre enn to referansesystemer - av ulikt prinsipp. Gjennomsnittlig tid med feil i 2006 var 0,005 % og tilsvarte omtrent 15 minutter per innretning og år.

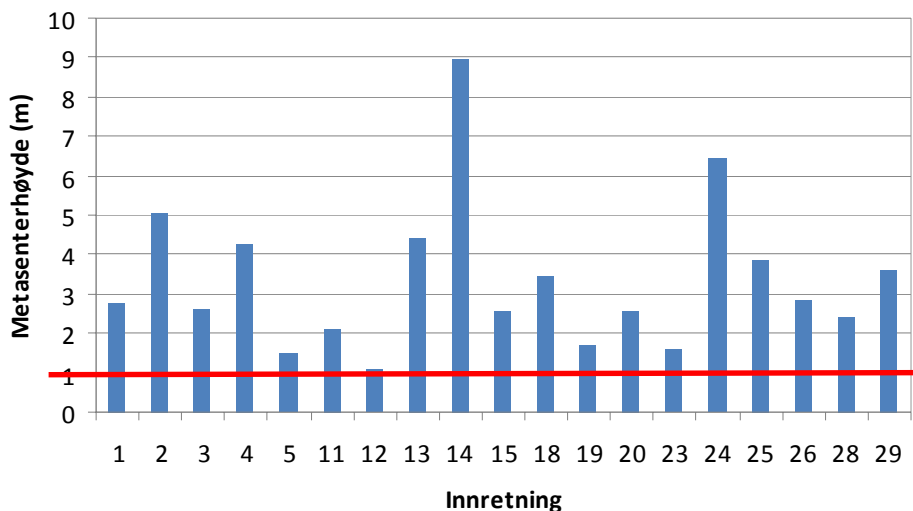


**Figur 105** Prinsippskisse som viser "G" som vekttyngdepunkt, "O" som oppdriftsenter og "M" som metasenteret

Vi har i år også spurt etter metasenterhøyden (GM). Dette er avstanden fra metasenteret (M) til tyngdepunktet (G) på innretningen. Når en innretning heller, flytter oppdriftspunktet seg horisontalt. Det punkt som er skjæringspunktet mellom en vertikal linje gjennom oppdriftspunktet når innretningen heller, og en linje gjennom det opprinnelige oppdriftspunktet uten helning er metasenteret. En stor positiv verdi tilsier god intaktstabilitet når innretningen ikke har noen helning. Innretningen er stabil når metasenterhøyden er positiv og den er ustabil med negative verdier. Denne verdien vil i hovedsak fange opp vektendringer på innretningene, men også om det er gjort endringer av



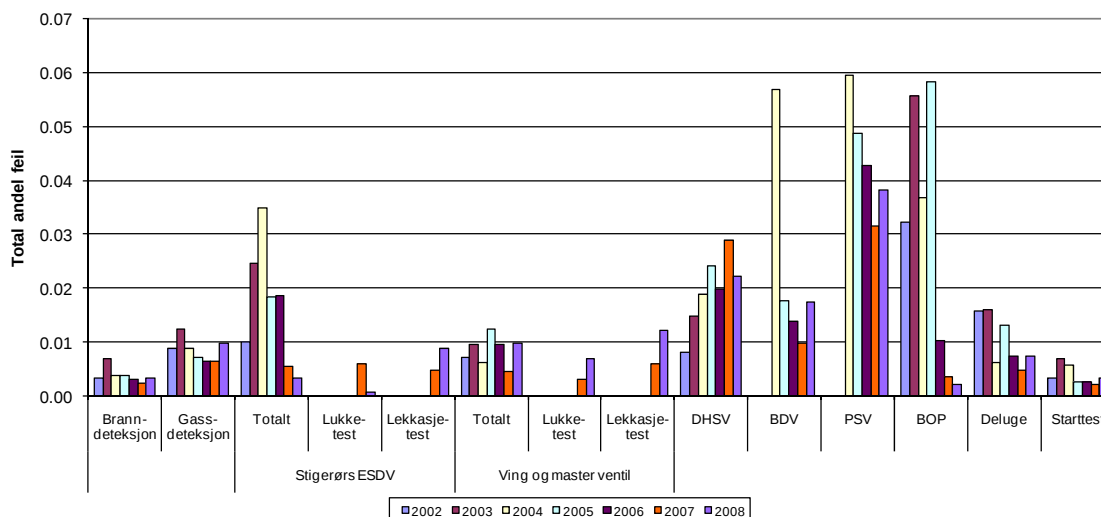
oppdriftsvolumer. Gjennomsnittlig metasenterhøyde 31.12.2008 var 3,36m, mens den minste var på 1,06m. Minimumskravene i Sjøfartsdirektoratets stabilitetsforskrift § 20 er for halvt nedsenkbare innretninger 1,0m for alle operasjons- og forflytningstilstander, og 0,3m i temporære faser.



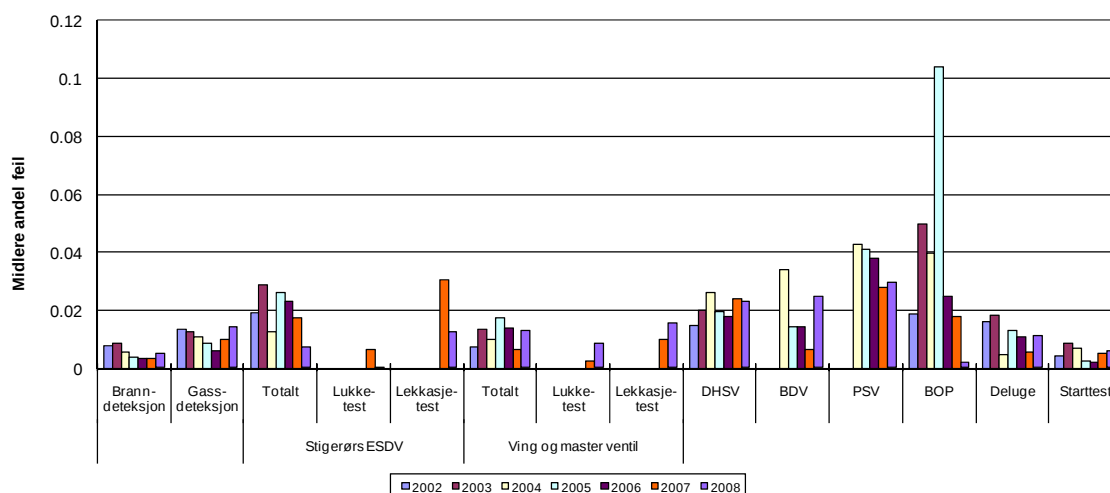
**Figur 106 Metasenterhøyder (i meter) på flyttbare innretninger for 31.12.2008**  
(Den røde linjen viser minimumskravet for halvt nedsenkbare innretninger)

## 7.2.4 Diskusjon av trender i rapporterte data

Figur 107 viser den totale andelen feil for barriereelementene for årene 2002-2008, basert på testdataene presentert i Tabell 9. Midlere andel feil er vist i Figur 108. Lukke- og lekkasjetest for ESDV og juletre kom først med i 2007 og det er dermed bare mulig å sammenligne de to siste årene.



**Figur 107 Total andel feil for perioden 2002-2008**



**Figur 108 Midlere andel feil for perioden 2002-2008**

Antall tester for barriereelementene brann- og gassdeteksjon har stabilisert seg de siste fire årene. Variasjonen i antall tester vil derfor trolig være knyttet til at nye innretninger kommer til eller at gamle fases ut. Både total og midlere andel feil er avtagende i perioden 2004-2007 for barriereelementet brann-deteksjon. I 2008 derimot ser denne trenden ut til å endre seg da andel feil har gått noe opp. For gassdeteksjon har midlere andel feil økt i både 2007 og 2008.

For barriereelementet stigerørs ESDV har det vært en klar økning i antall tester siden 2005 sammenlignet med de foregående årene (Tabell 9). Dette skyldes trolig bedre interne rutiner hos operatørene til å skille stigerørs ESDV fra andre ESD-ventiler. Både total og midlere andel feil for stigerørs- ESDV har variert i løpet av innsamlingsperioden. I 2007 og 2008 er total andel feil betydelig mindre enn de foregående årene og også midlere andel feil har avtatt. Ser en på perioden under ett, viser begge indikatorer en generell positiv utvikling de siste 3-4 årene, med andre ord en positiv utvikling parallelt med økt antall tester.

Andel feil i lekkasjetester derimot har totalt sett økt i 2008 i forhold til 2007. Siden innsamling av data for denne barrieren fremdeles er på et tidlig stadium er det ikke mulig å si noe generelt om denne utviklingen enda.

Antall tester for ving og master ventil i 2008 er på samme nivå som i 2007, men har økt markant fra 2006 (Tabell 9). Både total og midlere andel feil har variert i perioden 2002-2007 med en viss nedgang fra 2005 til 2007, men med en oppgang igjen i 2008. Total andel feil er høyere i 2008 enn i 2007 også for lukke- og lekkasjetest for ving og master ventil.

Antall tester for barriereelementet DHSV har vært nokså stabilt i perioden 2003-2005. Antall tester er 40 % høyere i 2006 enn i 2005 og økningen fortsetter i 2007 og 2008 med noe mindre styrke vel og merke. Total andel feil for barriereelementet DHSV har generelt vært økende i perioden 2002-2007 med en viss nedgang i 2008. Midlere andel feil har variert i samme periode uten de store endringene.

Innsamling av barrieredata for trykkavlastningsventil begynte i 2004. Antall tester har vært nokså stabilt i hele perioden fra 2004-2008. Andel feil har vært avtagende fra 2004 til 2007 for begge indikatorene, men med en klar økning i 2008.

Antall tester for sikkerhetsventil var sterkt økende fra oppstart i 2004 til 2005, deretter har det vært en svak økning. Også her har total og midlere andel feil vært avtagende fra 2004 til 2007 for begge indikatorene, men med en økning i 2008.



Deler av testdata for isolering av BOP for operatør 1 er ikke tatt med i analysen for 2005 og 2006 etter en kvalitetsvurdering i samarbeid med operatøren. Verdien av total andel feil har variert gjennom innsamlingsperioden, men både total og midlere andel feil har vært avtagende fra 2005.

Antall tester for barriereelementet deluge ventil har stabilisert seg rundt 3.000 tester i perioden 2002-2008.

Antall starttester har minnet fra 7.228 i 2007 til 6.094 i 2008. Total andel feil har gradvis blitt redusert fra 2003 til 2007 men med en liten økning i 2008. Midlere andel feil derimot viser oppgang både i 2007 og 2008 sammenlignet med tidligere år.

Følgende kommentarer kan knyttes til Figur 107 og Figur 108 :

- Innsamling for 2002 var pilotprosjekt. Operatørene hadde ikke system og rutiner på plass da innsamlingen startet. Kvaliteten på dataene ble bedre for 2. halvår enn 1. halvår, noe som tydet på innkjøringsproblemer hos de fleste. Denne utviklingen fortsatte i 2003, men fra 2004 er kvaliteten like god for begge halvår.
- Testdataene for 2002 ble basert på rapporter fra seks av åtte operatører. For 2003-2007 er alle operatører på norsk sokkel inkludert. Ett av de selskapene som ikke ble inkludert i 2002 representerer et betydelig antall tester. Det ble konkludert med at antall tester for 2002 var betydelig under det en kan forvente for kommende år, noe en kan se av Tabell 1. En ser videre at antall tester har stabilisert seg for de barriereelementene hvor en har rapportert siden 2002. For barriereelementene som først ble rapportert i 2004 har det vært en betydelig økning i antall tester for sikkerhetsventil fra 2004 til 2005, mens for trykkavlastningsventil er antall tester stabil.
- Det har helt siden 2002 vært vanskelig å få data på "isolering med BOP" fra operatørene, da slike data ofte finnes hos borekontraktør og ikke hos de som rapporterer til RNNP. Det ble gjort arbeid i næringen for å etablere prosedyrer for rapportering fra borekontraktør til operatørene. Etter en kvalitetsvurdering i samarbeid operatør 1 har det blitt bestemt at deler av BOP-data fra 2005 og 2006 ikke skal være med i statistikken. Dette er årsaken til at Figur 107 og Figur 108 ikke stemmer overens med tilsvarende figurer fra 2005.

### 7.2.4.1 Trender forklart ved bemanning, innsamlingsår og alder

I 2007 ble det utført en rekke regresjonsanalyser for barrieredataene, i år vil denne delen være redusert til denne samvariasjonsdelen. Dette er gjort av den grunn at det blir utført et større prosjekt der en vil prøve å ta i bruk forbedrede regresjonsmodeller for vårt formål. Dette prosjektet vil hovedsakelig ta for seg bakenforliggende årsaker til DFU 1 og 3, men det er en målsetting at modellene som blir nyttet der kan bli brukt videre i RNNP, da modellene som ble nyttet i fjor hadde sine svakheter/tolkningsbegrensinger, for mer informasjon se Ptil (2008).

For å se nærmere på om andel feil for ulike barrierer samvarierer med en eller flere av forklaringsvariablene bemanning, innsamlingsår eller alder på innretningen har vi utført en korrelasjonsberegning for disse. Disse forklaringsvariablene belyser ulike momenter. Undersøkelse av innsamlingsår vil gi oss informasjon vedrørende utvikling de siste årene. Alder på innretningen kan belyse om en ny innretning har mindre barrierefeil enn gamle, eller om det er slik at den erfaringen og kompetansen som er opparbeidet på en innretning over tid er viktigere enn en ny konstruksjon? Bemanning er sett på som en indikator på størrelsen på innretningen. Videre er de fire barrieregruppene deteksjon, trykkavlastning, isolering og deluge også undersøkt.

Metoden som er nyttet er Spearman korrelasjonskoeffisient, dette er en ikke parametrisk metode som måler samvariasjon. Dersom denne verdien blir negativ indikerer det at store verdien av den ene variabelen har sammenheng med lave verdier av den andre, en positiv verdi betyr det motsatte. En verdi på 1 eller -1 korresponderer med en perfekt samvariasjon, samvariasjonen er med andre ord



sterkere di nærmere den er  $\pm 1$ . Ettersom at Spearman korrelasjon er beregnet på rangeringer kan vi ikke måle prosentvis samvariasjon ut fra denne, men vi kan ut fra beregnet verdier få et forhold til hvor sterk samvariasjonen er. For eksempel ser en ut fra Tabell 11 at operatør 1 har en beregnet samvariasjon mellom bemanning og total andel feil for branndeteksjon på  $-0,39$ , dette betyr at det er beregnet en samvariasjon på  $0,39$  mellom høye verdier av bemanning og lave verdier av total andel feil for denne barrieren. I denne rapporten vil begrepet negativ og positiv samvariasjon bli benyttet, der negativ samvariasjon betyr at høye verdier av den ene variabelen sammenfaller med lave verdier av den andre. Den store fordelene med Spearman korrelasjonskoeffisient er at den tar hensyn også til ikke lineær samvariasjon, metoden har en svakhet vedrørende variabelen årstall da denne har mange like verdier som vil påvirker samvariasjonen noe.

Hver innretning som har en registrert verdi som er ansett som pålitelig for både forklaringsvariabelen og total andel feil er med i analysene, av den grunn varierer datagrunnlaget noe mellom barrierene.

For å kunne si relativt sikkert om det er samvariasjon eller ikke er koeffisienten kun beregnet ut fra datasett på minimum 20 observasjoner. De flere observasjoner som er utført de sikrere vil vi kunne si om samvariasjonen som er funnet er signifikant ulik 0. Denne ulikheten i datagrunnlag er årsaken til at det ikke nødvendigvis er de høyeste/laveste verdiene som er signifikant ulikt null. Begrepet signifikant ulikt null betyr i denne studien at en med 95 % sikkerhet kan si at det er en samvariasjon, altså at den er ulik null, det betyr ikke at en med 95 % sikkerhet kan si at samvariasjonen er akkurat så høy/lav som beregnet. Bergegningen er vårt beste estimat for samvariasjonen, men i realiteten kan den være både høyere og lavere.

Datasettet består av data fra ulike typer innretninger, selv om vi ser på datasettet innenfor en operatør vil det likevel være ulikheter mellom innretningene som gjør at disse har ulik utvikling av total andel feil for forskjellige barrierer. Eksempler på moment som kan tenkes å påvirke er type innretning, hvor innretningen ligger geografisk og ikke minst hvilke holdninger som rår på de ulike innretningene. Ved å sjekke enkeltvariabler som vi gjør i dette arbeidet er det urealistisk å finne en variabel som samvarierer perfekt med total andel feil, av den grunn at det sannsynligvis er flere faktorer som påvirker utviklingen enn de som vi ser på her. Hadde en sett på dette i en mer sammensatt modell, til dømes en generalisert lineær regresjonsmodell, vil vi i teorien kunne få modeller som forklarer opp mot 100 % av variasjonen. Blant annet av denne grunn har det blitt startet et mer detaljert arbeid der en ser på bakenforliggende årsaker til DFU1 og DFU3. I dette prosjektet tar en i bruk det meste av informasjon som er tilgjengelig for å få et mer sammensatt bilde av utviklingen, blant annet total andel feil av barrierene som er undersøkt her.

## Resultater

Resultatene for hver enkelt barriere er presentert i Tabell 11 under. De samvariasjonsmålene som er signifikante med et signifikansnivå på 95 % er markert **sl**.

### 7.2.4.1.1 Forklaringsvariabelen innsamlingsår

Tabell 11 og Figur 109 viser at 5 av 10 barrierer gir en signifikant sammenheng mellom nyere tid og lav total andel feil for norsk sokkel. BOP utmerker seg i så måte med en beregnet samvariasjon på  $0,52$  som er rimelig høyt. DHSV og deluge barrierene ser ikke ut til og samvariere med innsamlingsår. Beregningen for operatør 4 viser kun en signifikant positiv samvariasjon, denne er for BOP og er den eneste operatøren som har et slikt resultat. Generelt viser Figur 109 at operatør 4 heller mot en sammenheng mellom høy andel feil og nyere innsamlingsår i motsetning til de andre operatørene der ingen har registrert en eneste positiv samvariasjon. I den sammenheng bør det bemerkes at datasettet her er begrenset til 21 datapunkter for operatør 4 og bør ikke tilegnes for stor vekt. Den generelle trenden for norsk sokkel er klar, den indikerer en samvariasjon mellom nyere innsamlingsår (2007-2008) og lav andel feil.


**Tabell 11 Samvariasjonsmål for total andel feil på samtlige barrierer**

| Samvariasjon total andel feil |              |                     |       |           |
|-------------------------------|--------------|---------------------|-------|-----------|
| Barriere                      | Datasett     | Forklaringsvariabel |       |           |
|                               |              | Innsamlingsår       | Alder | Bemanning |
| Branndeteksjon                | Norsk sokkel | -0,17               | 0,00  | -0,28     |
|                               | Op1          | -0,27               | -0,31 | -0,55     |
|                               | Op3          | 0,39                | 0,48  | -0,27     |
|                               | Op4          | -0,14               | 0,12  | -0,12     |
|                               | Op5          | -0,8                | -0,25 | -0,17     |
| Gassdeteksjon                 | Norsk sokkel | -0,14               | -0,02 | -0,10     |
|                               | Op1          | -0,31               | -0,33 | -0,24     |
|                               | Op3          | 0,24                | 0,44  | -0,26     |
|                               | Op4          | 0,07                | 0,06  | 0,15      |
|                               | Op5          | -0,17               | -0,21 | 0,13      |
| BDV                           | Norsk sokkel | -0,25               | 0,06  | 0,03      |
|                               | Op1          | -0,21               | 0,05  | -0,10     |
|                               | Op4          | -0,36               | 0,09  | -0,25     |
| PSV                           | Norsk sokkel | -0,15               | -0,17 | -0,19     |
|                               | Op1          | -0,25               | 0,13  | -0,08     |
|                               | Op4          | -0,06               | 0,68  | -0,78     |
| Stigerør                      | Norsk sokkel | -0,33               | 0,21  | -0,23     |
|                               | Op1          | -0,36               | 0,07  | -0,37     |
|                               | Op4          | -0,51               | 0,13  | 0,06      |
| Juletre                       | Norsk sokkel | -0,10               | 0,12  | -0,22     |
|                               | Op1          | -0,22               | 0,04  | -0,31     |
|                               | Op4          | 0,25                | 0,04  | 0,23*     |
|                               | Op5*         | -0,47               | -0,18 | 0,26      |
| DHSV                          | Norsk sokkel | 0,00                | 0,23  | -0,10     |
|                               | Op1          | 0,02                | 0,11  | -0,03     |
|                               | Op4          | 0,16                | 0,18  | -0,07     |
|                               | Op5*         | -0,21               | 0,01  | -0,32     |
| BOP                           | Norsk sokkel | -0,52               | 0,10  | -0,23     |
|                               | Op1          | -0,51               | -0,03 | 0,13      |
|                               | Op4*         | 0,51                | 0,32  | -0,44     |
| Starttest                     | Norsk sokkel | -0,14               | -0,02 | -0,32     |
|                               | Op1          | -0,31               | -0,34 | -0,23     |
|                               | Op3          | 0,23                | 0,44  | -0,37     |
|                               | Op4          | 0,07                | 0,06  | -0,23     |
|                               | Op5          | -0,17               | -0,21 | 0,07      |
| Deluge                        | Norsk sokkel | 0,02                | -0,31 | -0,41     |
|                               | Op1          | 0,04                | -0,53 | -0,54     |
|                               | Op3          | 0,00                | -0,17 | 0,12      |
|                               | Op4          | 0,09                | 0,18  | -0,43     |
|                               | Op5          | -0,28               | -0,20 | -0,18     |

\*Beregnet ut fra et begrenset datasett ( rundt 20 observasjoner)

### 7.2.4.1.2 Forklaringsvariabelen alder

Resultatene for alder på innretningen er ikke så klare som resultatene for årstall. Tabell 11 viser at det er beregnet en negativ og to positive signifikante samvariasjoner for norsk sokkel under ett og disse er ikke så sterke. Operatørene har generelt en blanding mellom positiv og negativ samvariasjon, utenom operatør 4 som utelukkende har beregnet positive verdier, der en er signifikant. Ettersom at dette er en operatør med en høy andel eldre innretninger kan dette tolkes til at de eldste innretningene har en mer negativ utvikling for total andel feil, mens de som er "halvgamle" ikke har spesielt ulik utvikling i forhold til de nye. En test av total andel feil for innretninger satt i drift før 1980 og på 1990 tallet for barrierene branndeteksjon, PSV og deluge viste at gruppen før 1980 generelt økte i feilandel per år, mens det motsatte er tilfelle for de nyere innretningene, det underbygger forklaringen om at de eldste har en dårlig utvikling. For operatør 1 derimot viser Figur 109 at denne ikke har noen signifikante



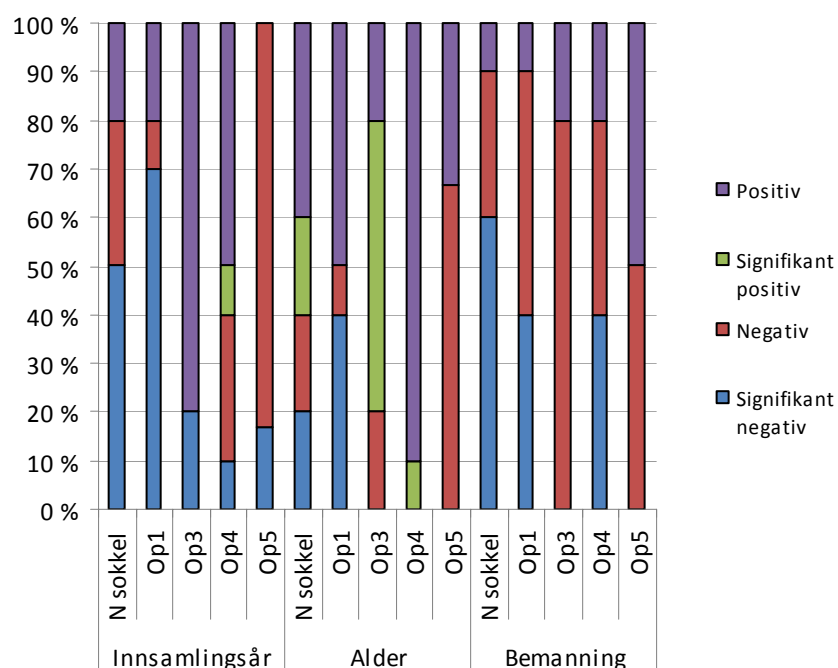
positive samvariasjoner, men 40 % av barrierene gav en signifikant negativ samvariasjon. For operatør 1 er tendensen at høy andel feil samvarierer med lav alder for noen barrierer. Dette kan tyde på at "halvgamle" innretninger har noe bedre utvikling enn nye, det kan også tyde på at alderdommen er annerledes for operatør 1 sine innretninger. Dette er ikke undersøkt nærmere i denne analysen.

Hele gruppen isolering ser ut til å være lite påvirket av alder på innretninger, for disse fire barrierene er det kun beregnet 2 signifikante samvariasjoner og disse er rundt 0,20. De sterkeste resultatene som er funnet er operatør 4 sin positive samvariasjon for barrieren PSV som er på hele 0,78 og operatør 1 sin negative samvariasjon for deluge på 0,54.

### 7.2.4.1.3 Forklaringsvariabelen bemanning.

Bemanning viser en klar trend vedrørende samvariasjon, samtlige signifikante samvariasjoner er negative, 5 av 10 for hele sokkelen er signifikant negative, 9 av 10 er negative. Disse resultatene gir grunn til å tro at det er en generell sammenheng mellom lav andel feil og høy bemanning for mange barrierer. Unntaket er barrierene BDV og PSV som utgjør gruppen trykkavlastning der det ikke er noen signifikante samvariasjoner. En mulig årsak til at PSV gir andre resultater enn flertallet kan være at disse blir testet i verksted av leverandør og da ikke er så avhengig av innretningens vedlikeholdsavdeling. BDV ser vi ingen god grunn for at har et annerledes resultat. Branndeteksjon og deluge utmerker seg som de barrierene med høyest beregnet samvariasjon. Det viktigste funnet her er likevel at det generelt ser ut til å være positivt med høy verdi av variabelen bemanning.

Variabelen bemanning er hentet fra gjennomsnittlig antall deltakere i mønstringsøvelser og er hovedsakelig ansett som en indikator på forskjell i størrelse/type innretning. Større anlegg krever generelt høyere bemanning enn mindre og vi antar at store innretninger generelt har en større vedlikeholdsavdeling enn de mindre innretningene. Denne variabelen er ikke sett på som et mål på bemannings-tetthet, da vi kun vet hvor mange som er på en innretning ikke hvor mange det er i forhold til areal. Bemanningsvariabelen har en potensiell svakhet med tanke på at de som er registrert under en mønstringsøvelse ikke nødvendigvis blir registrert på den innretningen de jobber på.



**Figur 109 Andel resultater som gir positiv og negativ samvariasjon**

Figur 109 illustrerer andelen av barrierene som gav positiv og negativ samvariasjon og andelen som er statistisk signifikant. For eksempel kan vi lese ut fra figuren at 100 % av barrierene som ble undersøkt



for variabelen innsamlingsår for operatør 5 gav negativ samvariasjon, men bare 15 % var signifikante. Denne figuren er en oppsummering av resultatene vist i Tabell 11.

### Samvariasjon i barrieregruppene

Gruppene består av følgende barrierer:

- Deteksjon
  1. Branndeteksjon
  2. Gassdeteksjon
- Trykkavlastning
  1. BDV
  2. PSV
- Isolering
  1. ESDV
  2. Juletre
  3. DHSV
  4. BOP
- Deluge
  1. Deluge
  2. Starttest

Ved å se på gruppene har vi et datasett som inneholdt flere observasjoner, men som også inneholder flere kilder til variasjon da det er forskjell på barrierer innad i en gruppe. Resultatene av samvariasjonsberegningene er vist i Tabell 12, disse viser at gruppene generelt underbygger resultatene fra enkeltbarrierene. Tabellen viser at år og bemanning har ensidige negativ samvariasjon, men de er ikke sterke. Gruppen isolering er den eneste som gir en positiv samvariasjon, grunnen til at denne kategorien er den eneste som viser en sammenheng mellom høy alder og høy andel feil kan ses ut fra at operatør 1 har mindre negativ samvariasjon enn normalt for denne variabelen (Tabell 11). Operatør 1 har generelt negativ samvariasjon, som tyder på at halvgamle innretninger har en mindre andel feil enn helt nye. Når denne effekten ikke er stor drar operatør 4 helheten opp til positivt, da effekten fra de eldste innretningene ikke er svakere enn ellers for gruppen isolering.

**Tabell 12 Samvariasjon per barrieregruppe**

| Samvariasjon total andel feil |              |                     |       |           |
|-------------------------------|--------------|---------------------|-------|-----------|
| Barriere                      | Datasett     | Forklaringsvariabel |       |           |
|                               |              | Innsamlingsår       | Alder | Bemanning |
| Gruppen:Deteksjon             | Norsk sokkel | -0,17               | -0,06 | -0,15     |
| Gruppen trykkavlastning       | Norsk sokkel | -0,15               | -0,15 | -0,18     |
| Gruppen Isolering             | Norsk sokkel | -0,21               | 0,21  | -0,28     |
| Gruppen Deluge                | Norsk sokkel | -0,07               | -0,06 | -0,19     |

#### 7.2.4.1.4 Bakenforliggende årsaker til storulykkesrelaterte DFU-er

Det er som tidligere beskrevet startet et arbeid for om mulig å kartlegge bakenforliggende årsaker til storulykkesrelaterte(SU) DFU-er, som vil si DFU 1-10. Bakgrunnen for dette arbeidet er det omfattende datamaterialet som er samlet inn i RNNP. Heldigvis forekommer de fleste av SU DFU-ene svært sjelden, mens andre igjen blir påvirket av andre faktorer enn de vi har data for. Etter en gjennomgang av DFU-ene er det avgjort at det kun er tilstrekkelig datamateriale til å utføre statistisk gode analyser av DFU 1 og 3 med vårt datamateriale.

Innsamlingen og tilretteleggingen av data fram til og med 2007 er nå i slutfasen, så snart data for 2008 er klar for alle variabler vil disse også bli inkludert i analysen. Det har i forbindelse med RNNP i



2008 blitt utført en korrelasjonsberegning og hypotesetest av DFU1 i forhold til de forklaringsvariablene som ble ansett som mest relevante. Disse forklaringsvariablene er:

- Støynivå med og uten hørselsvern
- Kjemisk indikator 2
- DFU 14 Personskader
- Spørreskjemaundersøkelse
  - o Verdier
  - o Holdninger
  - o Organisering
  - o Ledelse
  - o Planlegging
  - o Korrigering
  - o Prosedyrebruk
  - o Kompetanse
  - o Tid

For mer informasjon om undergruppene som er dannet fra spørreskjemaundersøkelsen, se Statoil-Hydro (2007) delkapittel 2.2.2.

### Foreløpige resultater

Det er flere momenter som bør understrekes vedrørende resultatene som blir presentert her. Disse er foreløpige resultater, kvalitetsjekken av dataene er ikke enda avsluttet. Gjennomsnittsverdier og summerte verdier for dataene fra perioden 2003-2007 er nyttet som grunnlag for analysen. Dette betyr at dersom det virkelig er en sterk samvariasjon mellom DFU 1 og for eksempel støynivå, vil det ikke bli fullgodt fanget opp dersom innretningene har opplevd store endringer i perioden, spesielt dersom denne endringen kun har vært virksom i ett år, da vil den "forsvinne" i gjennomsnittet. En gjør oppmerksom på at spørreskjemaundersøkelsen gjennomføres annethvert år, men blir likevel i de foreløpige resultatene sammenlignet med lekkasjedata for hele perioden.

Det blir brukt Spearman korrelasjonskoeffisient for å beregne korrelasjonen, denne har en svakhet. I tilfeller der flere observasjoner har like observasjoner, som for eksempel 0 lekkasjer som ikke er uvanlig, er det per dags dato ikke funnet en god metode for å skille disse fra hverandre på. Dette gjør at beregningene bruker snittrangeringer som selvsagt ikke er så nøyaktige som unike observasjoner. Det er for eksempel umulig å oppnå en samvariasjon på + eller  $\div 1$  når en har like observasjoner.

Hypotesetesten som blir utført oppfyller kriteriene sine og anses som god. Metodemålet i prosjektet er å tilpasse en generalisert lineær regresjonsmodell, dersom det lar seg gjøre å lage en slik modell som er god. Ved en god modell menes at den forklarer mye av variasjonen i datasettet ut fra minst mulig forklaringsvariabler, fra en slik modell kan en utføre en rekke sensitiviteter der en kan predikere hvor stor påvirkning endring på de ulike forklaringsvariablene vil ha på SU DFU-ene. Det er vanskelig å si på dette tidspunkt om dette lar seg gjøre.

Til tross for enkelte begrensninger og usikkerhetsmoment anses resultatene som leggest fram her som gode indikatorer på om det eksisterer en samvariasjon mellom DFU 1 og forklaringsvariablene som her blir undersøkt.

### Resultater

Samtlige resultater vist i Tabell 13 gjelder for hele den norske sokkel, forklaringsvariablene som er listet opp i første kolonne er alle basert på gjennomsnittsverdier for hele perioden. De to prediksjons-



variablene er oppført i andre rad under samvariasjonsberegninger, disse er basert på hele perioden 2003-2007. Hypotesetesten er også basert på hele perioden og gjengir gjennomsnittet for hver forklaringsvariabel i perioden. Dersom samvariasjonskoeffisienten eller differansen mellom gjennomsnittene er statistisk signifikant ulik 0 blir dette markert **sl** i tabellen.

**Tabell 13 Resultater bakenforliggende årsaker til storulykkes DFU-er**

| Forklaringsvariabel                    | Samvariasjonsberegninger      |                                                                                    | Hypotesetest (Wilcoxin rank-sum test)             |                                                       |
|----------------------------------------|-------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
|                                        | Lekkasje summert for perioden | Vekta lekkasjeverdier, basert kun på de innretninger som har registrerte lekkasjer | Snitt for innretninger uten registrerte lekkasjer | Snitt for innretningene som har registrerte lekkasjer |
| Snitt Støy med HV                      | 0,28                          | 0,05                                                                               | 79,8                                              | 81,5                                                  |
| Snitt støy uten HV                     | <b>0,33</b>                   | 0,08                                                                               | <b>90,9</b>                                       | <b>93,9</b>                                           |
| Snitt alvorlige personskader           | <b>0,40</b>                   | 0,31                                                                               | <b>1,23*</b>                                      | <b>2,71*</b>                                          |
| Snitt kjemisk ind. 2                   | 0,12                          | 0,19                                                                               | 66,8                                              | 66,9                                                  |
| Spørreskjema under-kategorier i snitt: |                               |                                                                                    |                                                   |                                                       |
| Verdier                                | <b>0,54</b>                   | 0,12                                                                               | <b>1,9</b>                                        | <b>2,1</b>                                            |
| Holdning                               | <b>0,49</b>                   | 0,18                                                                               | <b>1,65</b>                                       | <b>1,78</b>                                           |
| Organisering                           | <b>0,43</b>                   | -0,06                                                                              | <b>1,83</b>                                       | <b>1,99</b>                                           |
| Leiing                                 | <b>0,42</b>                   | -0,11                                                                              | <b>1,59</b>                                       | <b>1,74</b>                                           |
| Planlegging                            | <b>0,49</b>                   | 0,03                                                                               | <b>1,54</b>                                       | <b>1,71</b>                                           |
| Korrigerings                           | <b>0,33</b>                   | 0,13                                                                               | <b>1,44</b>                                       | <b>1,53</b>                                           |
| Prosedyrebruk                          | <b>0,31</b>                   | 0,00                                                                               | <b>2,23</b>                                       | <b>2,43</b>                                           |
| Kompetanse                             | <b>0,35</b>                   | -0,07                                                                              | <b>1,76</b>                                       | <b>1,91</b>                                           |
| Tid                                    | <b>0,47</b>                   | -0,05                                                                              | <b>1,71</b>                                       | <b>1,90</b>                                           |

\*Variabelen er definitivt ikke tilnærmet normalfordelt, men resultatet har vi latt stå av den grunn at det er verifisert ved en Wilcoxin rank- sum test som ikke krever normaltilnærming.

Hvis vi nå ser på tredje linje i tabellen som omhandler alvorlige personskader. Første kolonne representerer samvariasjonsberegninger mellom gjennomsnitt av personskader per innretning og summert antall lekkasjer per innretning. I tilfelle for alvorlige personskader ser vi at beregningene har vist en estimert samvariasjon på 0,40, som er ansett som signifikant ulik 0. Dette betyr at vi kan si at et høyt antall alvorlige personskader har en tendens til å sammenfalle med høyt antall lekkasjer. Hvor sterk denne tendens egentlig er kan en ikke slå fast med sikkerhet, men vårt beste estimat per dags dato er 0,40, i realiteten kan dette være både høyere og lavere. Samvariasjonsberegningene mot vekta lekkasjer som kun er basert på de innretninger som har registrerte lekkasjer i perioden, viser en beregnet samvariasjon på 0,31. Grunnen til at denne ikke er signifikant til tross for at samvariasjonen er relativt høy, er at datasettet er mindre når vi kun ser på de innretninger som har hatt lekkasjer. Av den grunn kan vi ikke si sikkert at høyt antall alvorlige personskader samvarierer med høyt antall registrerte lekkasjer. De to siste verdiene 1,27 og 2,71 betyr at gjennomsnittlig har de innretningene uten registrerte lekkasjer 1,27 alvorlige personskader i perioden, men tilsvarende tall for innretningene med lekkasjer er 2,71. Disse er markert i rødt av den grunn at de er hypotesetestet og funnet å være signifikant ulike. Det er forskjell i nivå av personskader for de innretningene med og uten lekkasjer. En kan merke seg at det i hypotesetestene er snakk om gjennomsnitt av hver enkelt innretning sitt gjennomsnitt i perioden som blir testet.

Resultatene over er tydelige, de fleste av variablene som vart identifisert som relevante på førehand har vist seg å være det. Spesielt for undergruppene til spørreskjema ser det ut til å være en samvariasjon mellom positive svar og lav sum av lekkasjer. Spørreskjemadataene er kategorisert slik i dette prosjektet at høye verdier korresponderer med negative svar, ettersom at Tabell 13 viser positiv



samvariasjon betyr det at høye verdier av den ene variabelen indikerer høye verdier av den andre. Helt spesifikt betyr det at innretninger der bemanningen synes planleggingen er dårlig har en beregnet samvariasjon med ”høyt” antall lekkasjer på 0,49. Spesielt verdier, holdning og planlegging har rimelig sterk samvariasjon med lekkasjer.

Det er interessant å se at alle underkategoriene i ulik grad gav signifikant samvariasjon, dette tyder på at det generelt er positive svar på noen innretninger og negativt på andre. De positive innretningene har opplagt færre lekkasjer enn de negative. Denne indikasjonen skal undersøkes videre i prosjektet Støy uten hørselsvern samvarierer også med lekkasjer, noe som tyder på at stresset et høyt støynivå medfører indirekte kan føre til lekkasjer. Den siste som gav signifikant samvariasjon er alvorlige personskader, innretninger som i perioden har hatt en høyere andel personskader har også hatt en tendens til å ha høyere antall lekkasjer i perioden.

For å undersøke variasjonen mellom innretninger som har opplevd ulik mengde lekkasjer i perioden og kun disse, ble det utført beregninger der en kun undersøkte innretninger som har hatt registrerte lekkasjer i perioden. Dette ble gjort med vekting av lekkasjer, et snitt av den vektingen som er brukt tidligere år i RNNP ble brukt:

Lekkasjekategori med tilhørende vekting:

- <0,1 kg/s: 1.00E-03
- 0,1-1 kg/s: 1.08E-02
- 1-10 kg/s: 2.96E-02
- >10 kg/s: 4.12E-02

Beregninger med vekting ble også utført for hele datasettet, disse gav så like resultater at det ikke ble vurdert som interessant å ta med her. Grunnen til at en likevel bruker vekting resultatene i tilfellet der en kun ser på de innretningene som har hatt lekkasjer er for å unngå mange like observasjoner i et relativt lite datasett.

Resultatene for undersøkelsen av innretninger med lekkasjer gav ingen signifikante samvariasjoner. Den sterkeste samvariasjonen som er registrert er for personskader, men den er ikke ansett som signifikant da vi har et relativt lite datasett. Disse resultatene gav grunnlag for å tro at hovedforskjellen ligg mellom innretninger med og uten lekkasje ikke de ulike nivåene av lekkasjer.

For å undersøke det nærmere ble hypotesetester av gjennomsnitt for innretninger med og uten registrerte lekkasjer i perioden utført. Testen som ble brukt er en Wilcoxin rank-sum test, denne testen rangerer alle verdiene til variabelen vi ser på fra 1 og oppover. Deretter blir rangeringene som stammer fra innretninger med og uten registret lekkasjer oppsummer hver for seg. Om differansen i summen av disse rangeringen er signifikant ulik null blir undersøkt ved en tilnærmet normalfordelt testindikator. Forutsetningene for denne metoden er møtt. Testene ble gjort med et signifikansnivå på 95 %. Hypotesene som ble testet var som følger:

- $H_0: \mu_0 = \mu_1$                        $H_1: \mu_0 \neq \mu_1$
- $\mu_0$ : Gjennomsnitt av variabelen for innretninger som ikke har opplevd lekkasjer
- $\mu_1$ : Gjennomsnitt av variabelen for innretninger som har opplevd lekkasjer

Utenom for den kjemiske indikatoren forkastet alle testene  $H_0$ . De fleste er også svært ulike, resultatene viser at 8 av variablene over også ville forkastet  $H_0$  ved et signifikansnivå på 99 %, et svært



strengt krav. Disse resultatene indikerer sterkt at det er en signifikant forskjell mellom snittet for disse variablene med og uten lekkasjer.

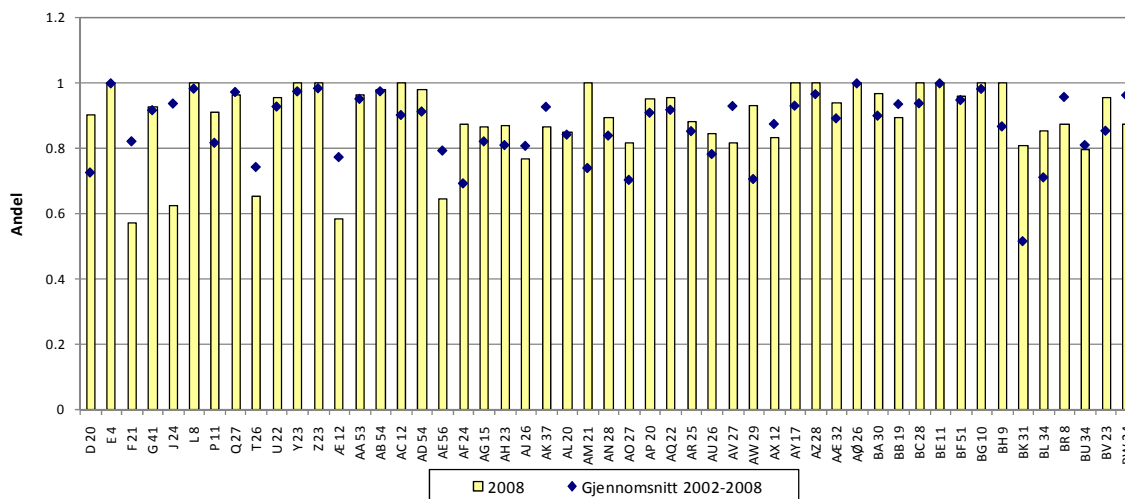
De foreløpige resultatene som er gjengitt her gir interessante utgangspunkt for videre undersøkelser, da med et større datamateriale ettersom at 2008 dataene skal med. Det vil da også bli utført mer detaljerte beregninger der en tar med utviklingen år for år. Uansett hvilken metode som blir ansett som mest hensiktsmessig å bruke videre i analysen vil fokuset være på å identifisere de variablene som sterkest samvarierer med SU DFU-ene, slik at disse kan bli prioritert i tiden framover for å hjelpe å hindre at SU DFU-er forekommer.

### 7.2.4.2 Beredskapsforhold

Det er innrapportert informasjon over beredskapsforhold i perioden 2002 til 2008. Figur 110 viser andel mønstringsøvelser som har møtt kravet for 2008, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2008. Det har i alt blitt gjennomført 1.288 øvelser hvorav 1.146 av disse har møtt kravene noe som tilsvarer en andel på 0,8898.

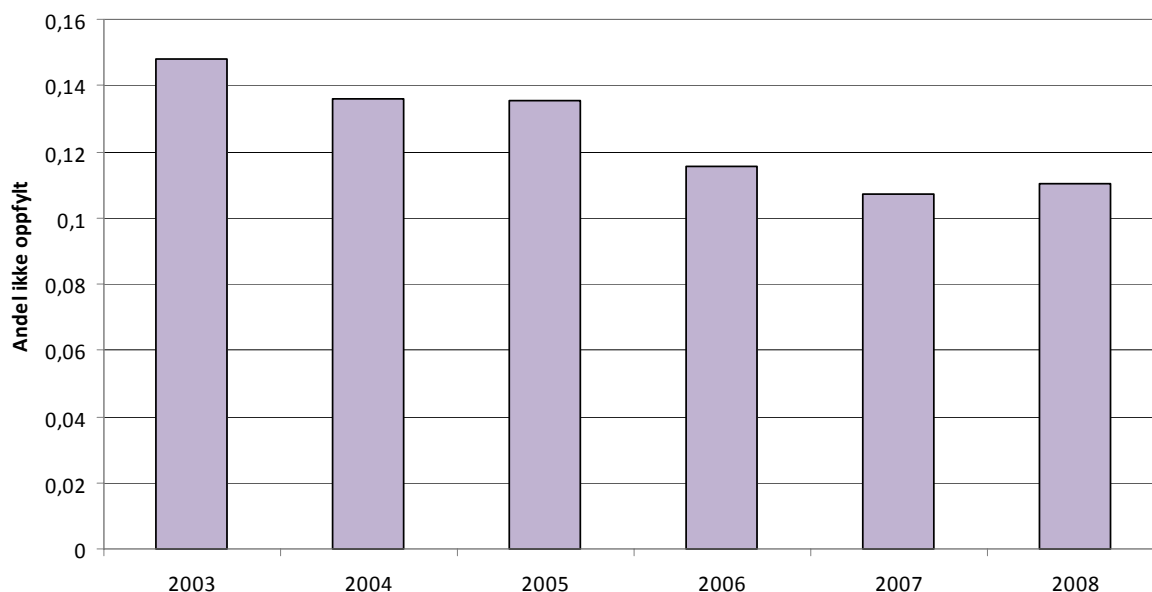
Generelt kan det sies at det er de samme innretningene som ikke oppfyller krav år etter år, men for noen få innretninger observerer en tildels store variasjoner som ser ut til å falle sammen med endring i bemanning.

Mønstringskravene varierer fra 10 til 25 minutter. Noen operatører har faste krav uavhengig av innretning, mens andre har spesifikke innretningskrav. Dette er en parameter som en ikke forventer noen endring i. For gjennomsnittlig mønstringstid er det stor variasjon mellom innretninger (fra 2 til ca 30 minutter). Dette er selvsagt å forvente siden mønstringstiden er avhengig av innretningens størrelse og bemanningsnivå.



**Figur 110 Andel øvelser som har møtt mønstringskrav**

Figur 111 presenterer andel mønstringsøvelser som ikke har oppfylt kravene for alle innretninger i perioden fra 2003-2008. Antall mønstringsøvelser som er gjennomført er angitt i linje to på horisontal akse. Dataene fra 2002 er ikke med av den grunn at de er sett på som mindre pålitelige enn data fra senere år. Det ser generelt ut til å være en svak nedgang i andel øvelser som ikke oppfyller krav i perioden 2003-2007 mens det er en liten oppgang igjen i 2008.



**Figur 111** Andel mønstringsøvelser som ikke oppfyller kravene som er satt til øvelsen

## 7.2.5 Industriens oppfølging av barrierer

I 2008 har en fulgt samme framgangsmåte som i fase 3 når det gjelder innsamling av data. Barriere-dataene inkluderer i 2008 både samlet data for tester på stigerørs ESDV og ving og master ventil som i tidligere faser og data som spesifiserer om testene er lukke- eller lekkasjetester. I tillegg er det for 2008 rapportert data for brønnintegritet for de ulike innretningene.

Den overordnede vurderingen er for 2008, som i de to foregående år, foretatt av RNNP arbeidsgruppen i samarbeid/møter med de enkelte operatørselskapene.

Inntrykket om at innsamling av barriere-data har vært krevende, men nyttig, er opprettholdt. I 2003 ble følgende tema diskutert:

- Bruk og nytteverdi i driftsfasen
- Bruk og nytteverdi i prosjektfasen
- Datafangst, registreringsproblem
- Problemer/utfordringer/feilkilder
- System/barriere kontra komponent/barriereelement

Det er ingen observasjoner i 2008 som endrer diskusjonene fra tidligere faser.

## 7.3 Konklusjoner

For de fleste barriereelementene er andel feil som er rapportert omtrent på nivå med de krav som industrien har satt, noen av de rapporterte andeler feil ligger imidlertid over industriens krav.

Antallet innretninger som rapporterer data har ikke endret seg mye de siste årene. For barriereelementene brann- og gassdeteksjon, deluge og starttest har antall tester stabilisert seg siden 2005. For disse forventer en at variasjonen i antall tester i all hovedsak vil være knyttet til at nye innretninger kommer til eller at gamle faser ut. Ser en på total andel feil for disse barrierene så har denne hatt en nedadgående trend frem til 2007 men med en liten økning i 2008 for barriereelementet gassdeteksjon.



For ving og master ventil har det vært relativt få tester fram til 2007. I 2007 og 2008 har antallet mer enn doblet seg siden nivået i 2006. Samtidig med denne markante økningen i antall tester har barrierene redusert både midlere og total andel feil i 2007, men med en liten oppgang igjen i 2008. Det er grunn til å tro at det er korrelasjon mellom høy testhyppighet og andel feil for denne barrieren.

For barriereelementene stigerørs ESDV har det vært en klar økning i antall tester i 2005, 2006 og 2007 sammenlignet med foregående år. Antall tester i 2008 ligger på samme nivå som i 2007. For stigerørs ESDV skyldes det bedre interne rutiner hos operatørene til å skille stigerørs ESDV fra andre ESD ventiler.

Antall tester for DHSV har økt de siste årene samtidig som også total andel feil generelt har vært økende i perioden 2002-2007. I 2008 derimot har den totale andel feil sunket.

For sikkerhetsventilene er antall tester økt kraftig fra oppstartsåret 2004 til 2005, men ser nå ut til å ha stabilisert seg. Trykkavlastningsventiler har hatt et nokså stabilt antall tester siden oppstart i 2004. For begge disse barriereelementene har andelen feil sunket i perioden 2004-2007 men med en viss oppgang i 2008.

For mønstring er det en betydelig andel av innretningene som ikke oppfyller egne tidskrav. Her er det generelt i perioden 2003 til 2007 observert en viss forbedring for innretningene sett under ett. I 2008 er det registrert en liten økning fra nivået i 2007.



## 8. Personskade og dødsulykker

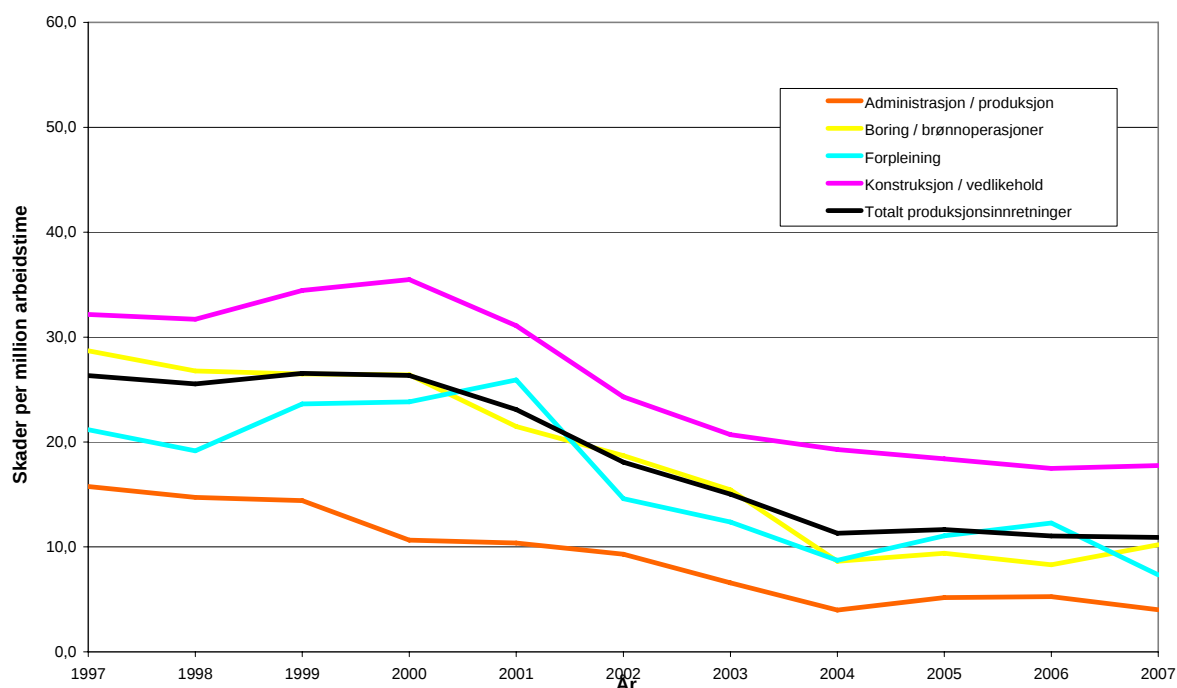
### 8.1 Innrapportering av personskader

For 2008 har Ptil registrert 405 personskader på innretninger i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel som oppfyller kriteriene død, fravær inn i neste skift eller medisinsk behandling. I 2007 ble det rapportert 437<sup>36</sup> personskader. Det var i 2008 ingen dødsulykker innen Ptils myndighetsområde på sokkelen.

Det er i tillegg rapportert 56 skader klassifisert som fritidsskader og 163 førstehjelpsskader i 2008. I 2007 var det til sammenlikning 54 fritidsskader og 165 førstehjelpsskader. Førstehjelpsskader og fritidsskader inngår ikke i figurer og tabeller.

#### 8.1.1 Personskader på produksjonsinnretninger

Figur 112 viser personskadefrekvenser per million arbeidstimer de siste 11 årene på produksjonsinnretninger. Figuren viser også skadefrekvenser for de forskjellige hovedaktivitetsområdene på innretningene. I perioden 1998 til 2000 har det vært små endringer i den totale skadefrekvensen som har vært på et stabilt nivå siden begynnelsen av nittiårene. Fra 2000 til 2004 har det vært en klar og jevnt nedgang fra 26,4 til 11,3 per mill. arbeidstimer i 2004. Siden 2004 har den samlede skadefrekvensen stort sett vært uforandret, og i 2008 er den på 10,7. I 2008 inntraff det 312 personskader på produksjonsinnretninger.



**Figur 112 Personskader per million arbeidstimer, produksjonsinnretninger**

Konstruksjon og vedlikehold ligger høyest med 15,1 skader per million arbeidstimer. Det har vært en positiv utvikling det siste året da frekvensen i 2007 var 17,8. Det har vært en positiv utviklingen på lang sikt helt fra 2000 da frekvensen var 35,5. Det er kun konstruksjon og vedlikehold som viser en positiv utvikling i 2008. For alle de andre funksjonene har det vært en negativ utvikling. Forpleining har hatt en økning det siste året fra 7,3 til 9,5 skader per million arbeidstimer. Boring og brønn har hatt den største økningen. Her er skadefrekvensen økt fra 10,2 til 12,6. Frekvensen innen boring og brønn

<sup>36</sup> Antall personskader i 2007 er oppjustert fra siste års rapport pga etterrapportering

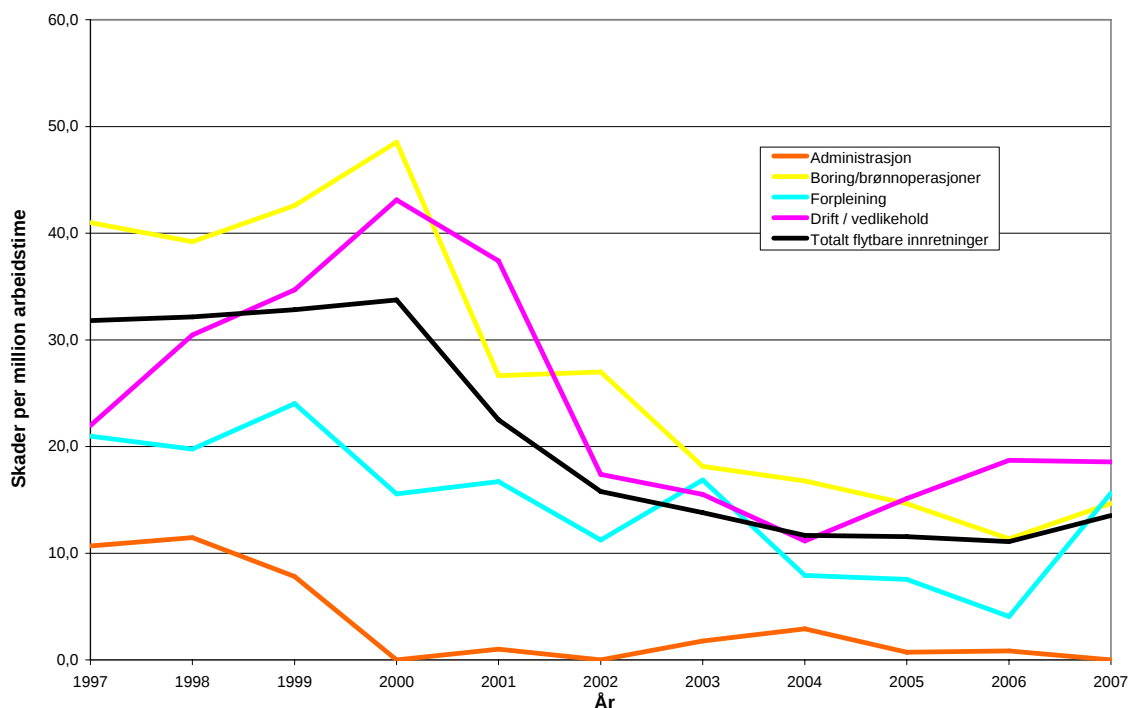


har de siste årene vist en økende trend, men er imidlertid mer enn halvert i forhold til skadefrekvensen i 2000 hvor den var 26,4 per million arbeidstimer.

Det har i perioden fra 2000 vært en del fokus i selskapene på å få nedklassifisert personskadene fra medisinsk behandling til førstehjelp. Et eventuelt potensial med nedklassifisering ser ut til å være tatt ut i perioden 2000 til 2004 og frekvensen har siden vært stabil. På det foreliggende grunnlag er det imidlertid ikke mulig å fastslå hvor meget av reduksjonen fra 2000 til 2004 som har sammenheng med nedklassifisering og hvor meget som har sammenheng med en eventuell forbedret sikkerhet.

### 8.1.2 Personskader på flyttbare innretninger

Figur 113 viser skadefrekvenser innenfor hovedaktivitetene på flyttbare innretninger de siste 11 år. Den totale skadefrekvensen viser, på samme måte som for produksjonsinnretninger, små endringer i perioden 1997 til 2000, frekvensen har vært stabil siden 1990. Frekvensen har fra 2001 gått jevnt ned fra 33,7 til 11,1 i 2006. I 2007 fikk vi igjen en økning i skaderaten. Imidlertid viser tallene for 2008 en positiv utvikling med en reduksjon på 4,8 skader per mill. arbeidstimer fra 13,5 til 8,7 i 2008 og ligger nå under nivået for produksjonsinnretninger. I 2008 var det 92 personskader på flyttbare innretninger mot 119 i 2007.



**Figur 113** Personskader relatert til arbeidstimer, flyttbare innretninger

Reduksjonen for flyttbare innretninger fra 2000 har i stor grad skjedd innen boring og brønnoperasjoner og innen drift og vedlikehold med en reduksjon fra henholdsvis 48,5 til 12,9 og 43,1 til 8,8 skader per million arbeidstimer. Den største reduksjon fra 2007 til 2008 har vi hatt innen drift og vedlikehold. Her har det vært mer enn en halvering av skadefrekvensen fra 18,6 i 2007 til 8,8 i 2008.. For boring og brønnoperasjoner har det vært en nedgang i frekvensen fra 14,7 i 2007 til 12,9 i 2008. Boring og brønnoperasjoner ligger nå høyest.

Personskader innenfor maritime operasjoner er flyttet fra kategorien "Administrasjon" til "Drift og vedlikehold" fra 1999 da denne funksjonen ble innført. Dette forklarer nedgangen fra 1999 innen administrasjon. Vi har også hatt en stor nedgang innen Forpleining hvor skadefrekvensen er redusert



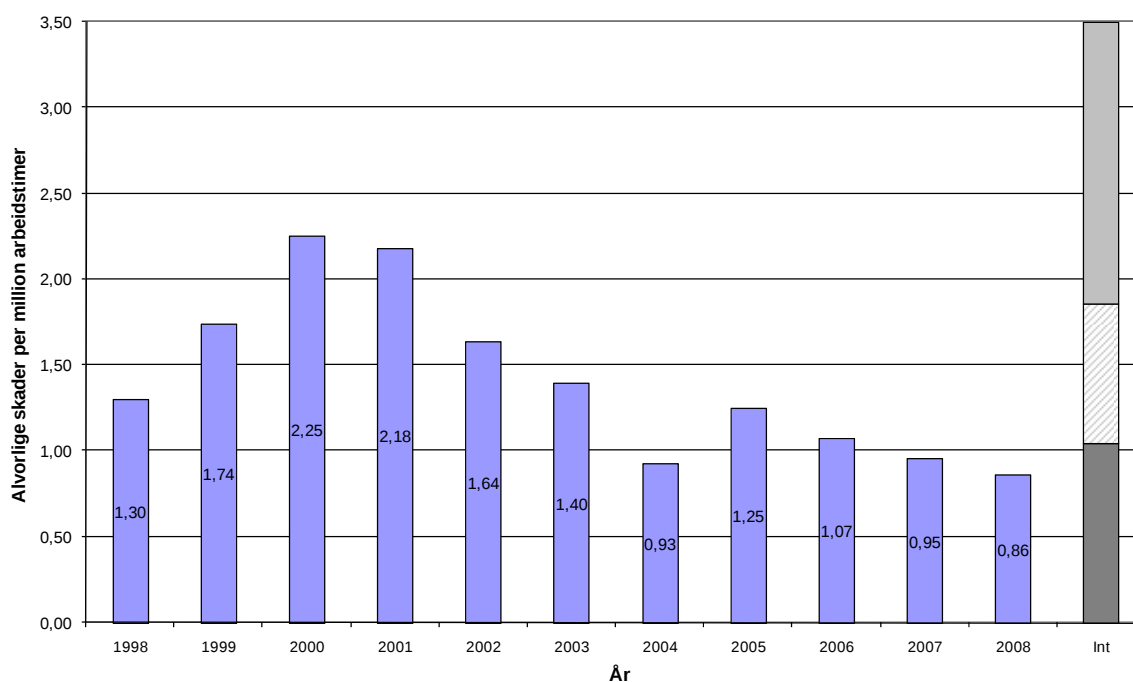
fra 15,6 i 2007 til 7,0 i 2008. Antall skader er halvert fra 12 til 6 skader. Det har i 2008 ikke skjedd personskader innen Administrasjon. Sist skade innen Administrasjon skjedde i 2006.

Det har som for produksjonsinnretninger i perioden fra 2000 vært oppmerksomhet rettet mot å få nedklassifisert personskadene fra medisinsk behandling til førstehjelp. Et eventuelt potensial med nedklassifisering ser også her ut til å være tatt ut i perioden 2000 til 2004 og frekvensen har siden vært relativt stabil. På det foreliggende grunnlag er det imidlertid ikke mulig å fastslå hvor meget av reduksjonen fra 2000 til 2004 som har sammenheng med nedklassifisering og hvor meget som har sammenheng med en eventuell forbedret sikkerhet.

### 8.2 Alvorlige personskader

Alvorlige personskader er definert i veiledningen til opplysningspliktforskriften § 13, denne definisjon er lagt til grunn ved klassifiseringen av alvorlige personskader. Det må understrekes at alvorlige personskader etter denne definisjonen også omfatter skader som ikke nødvendigvis gir varig men.

Figur 114 viser frekvensen av alvorlige personskader på produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger samlet. Det er i 2008 innrapportert totalt 33 alvorlige personskader mot 36 i 2007. Det er ingen omkomne i 2008.



**Figur 114 Alvorlige personskader per million arbeidstimer – norsk sokkel**

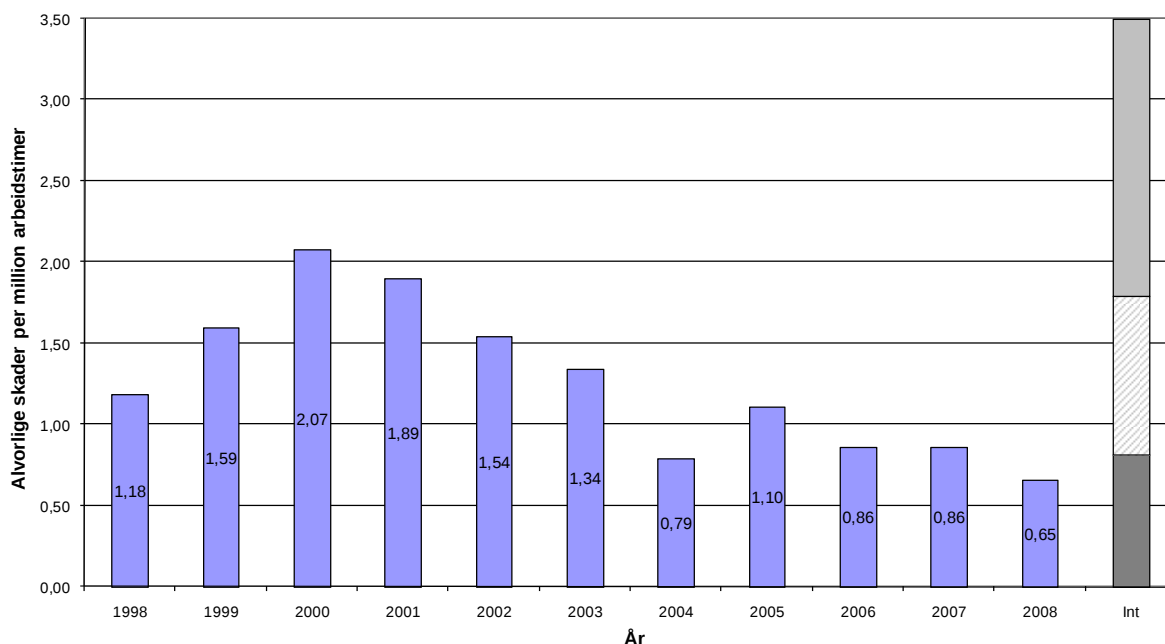
Det framgår av figuren at frekvensen for 2008 er redusert i forhold til forventningsverdien basert på de foregående 10 år, og den nedadgående trend siden 2005 har holdt seg. Frekvensen for 2008 er under gjennomsnittet for hele perioden 1998 til 2007. Det har i de senere år vært en positiv utvikling i frekvensen av alvorlige personskader i forhold til toppene i 2000 og 2001 med unntak av den negative utviklingen fra 2004 til 2005. Nedgangen i frekvens er fra 1,0 i 2007 til 0,9 i 2008 for alvorlige personskader per million arbeidstimer.

Det er gjennomført en grundig kvalitetssjekk av klassifiseringen av alvorlige personskader de enkelte årene og vi har liten grunn til å tro at endringene skyldes endringer i klassifisering av skadene. I likhet med siste år har vi fortsatt samarbeidet med næringen for å sikre at alvorlige personskader blir rapportert og klassifisert korrekt.



### 8.2.1 Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger

Figur 115 viser frekvensen av alvorlige personskader på produksjonsinnretninger per million arbeidstimer. Frekvensen har hatt en nedadgående trend fra 2000 frem til 2007. Fra 2007 til 2008 har det vært en endring fra 0,9 i 2007 til 0,7 i 2008. På produksjonsinnretninger har det skjedd 19 alvorlige personskader i 2008. Det har i de senere år vært en positiv utvikling i frekvensen av alvorlige personskader for produksjonsinnretninger og utviklingen fortsetter med den lavest skadefrekvensen noensinne for 2008. Antall arbeidstimer har økt fra 29,0 millioner til 29,1 millioner i 2008.



**Figur 115 Alvorlig personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer**

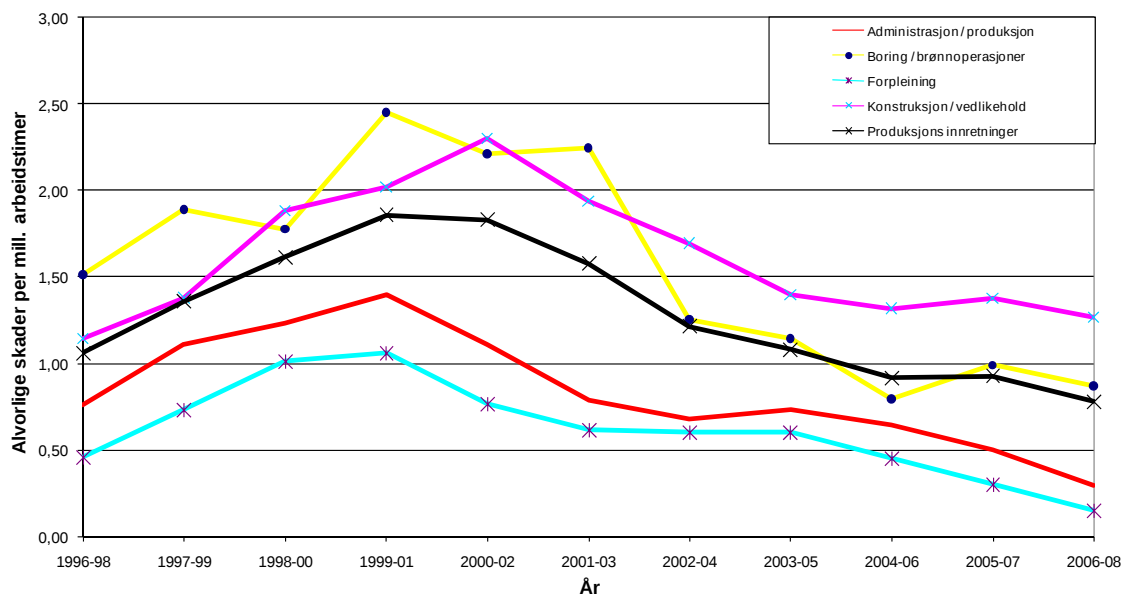
Figur 116 viser skadefrekvenser for alvorlige personskader, for produksjonsinnretninger, fordelt på aktivitetsområder. Frekvensene for hovedaktivitetene er basert på relativt få skader og enkelte forskyvninger mellom gruppene kan gi store utslag, derfor er det benyttet 3 års rullende gjennomsnitt.

Konstruksjon og vedlikehold har siden 2004 hatt den høyeste frekvensen av alvorlige personskader og den er i 2008 på 1,0 alvorlig skade per million arbeidstimer hvilket er en reduksjon fra 1,4 i 2007. I 2008 var det 11 alvorlige personskader innen konstruksjon og vedlikehold.

Innen boring og brønnoperasjoner har det i 2008 vært en frekvens på 0,9 alvorlige skader per million arbeidstimer som er på samme nivå som i 2007. Det var seks skader innen boring og brønnoperasjoner i 2008. Det har vært en positiv utvikling i frekvensen av alvorlige personskader for boring og brønn i de senere år.

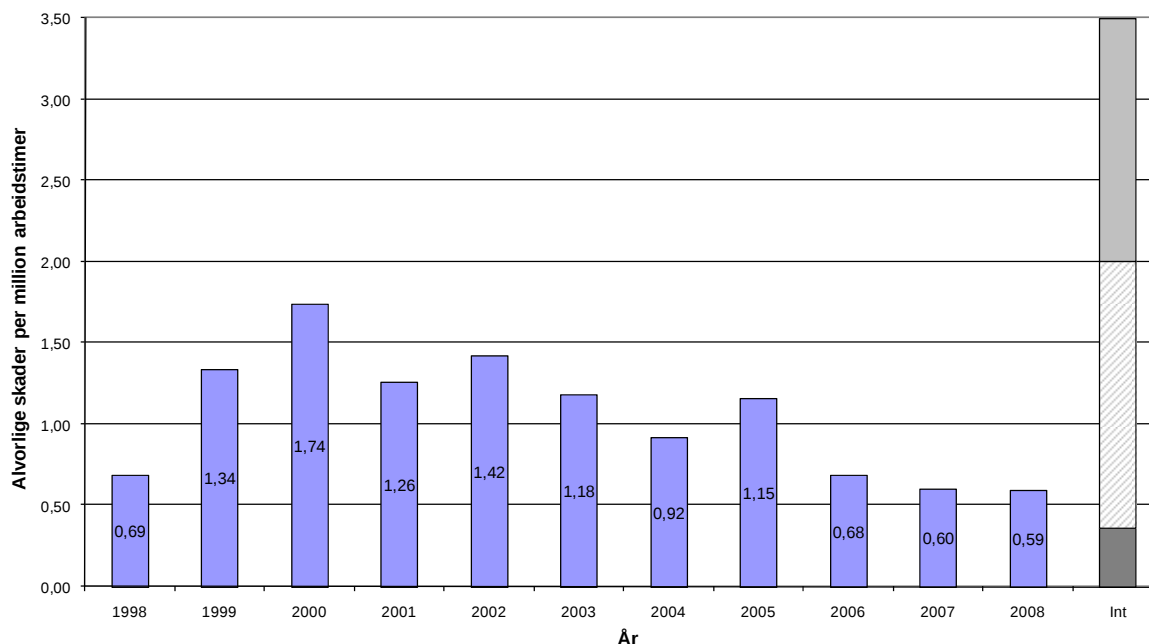
Innen forpleining har det ikke vært alvorlige personskader verken i 2007 eller i 2008, mens det de foregående 3 årene har vært en hvert år. Det har i perioden 2007 til 2008 bare vært en marginal økning i timeantallet fra 2,18 til 2,21 millioner timer.

Administrasjon og produksjon har hatt en stabil frekvens de siste tre årene. Frekvensen for 2008 av alvorlige personskader er 0,2 per million arbeidstimer. Vi har hatt en nedgang i frekvens fra 0,3 i 2007 til 0,2 i 2008. Antall alvorlige skader er redusert fra tre til to i 2008. Timeantallet har økt fra 9,2 i 2007 til 9,3 millioner timer i 2008.



**Figur 116** Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger per million arbeidstimer per funksjon

Figur 117 viser frekvensen av alvorlig personskader per million arbeidstimer for operatøransatte på produksjonsinnretninger. Skadefrekvensen for operatøransatte er på samme nivå som i 2007. Skadefrekvensen er 0,6 per million arbeidstimer og den ligger fortsatt innenfor forventningsverdien for de foregående ti år. Det har skjedd seks alvorlige personskader for de operatøransatte i både 2007 og 2008. Antall timer utført av operatøransatte har økt med 0,2 millioner timer i 2008.

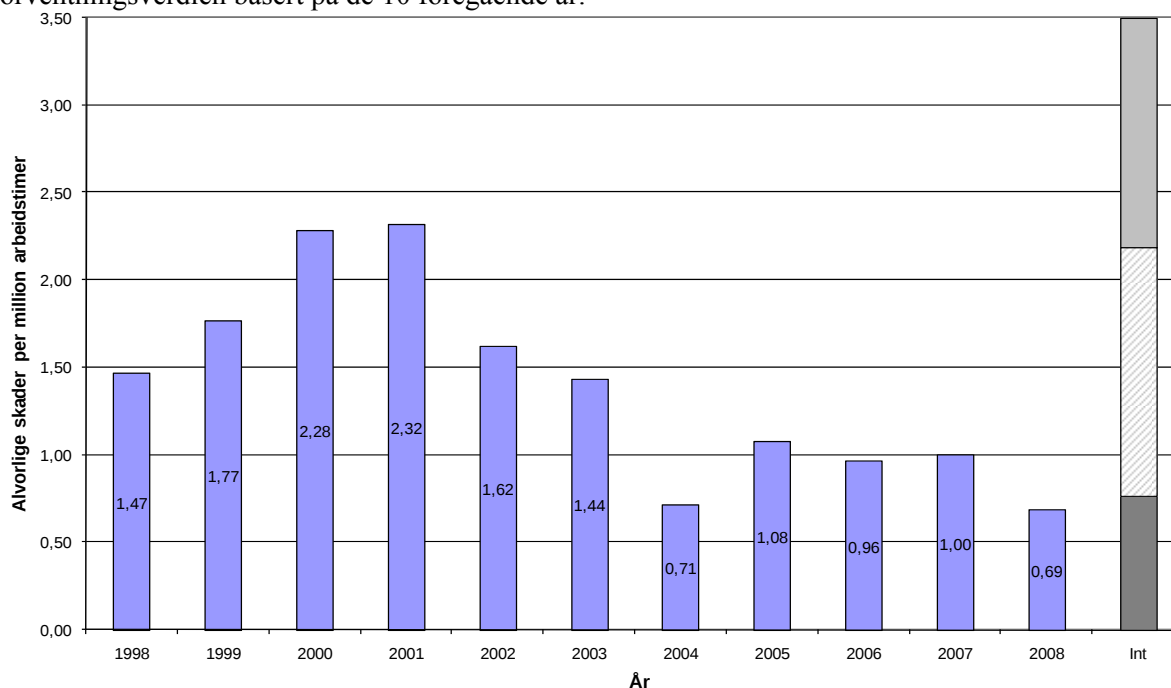


**Figur 117** Alvorlig personskader for operatøransatte på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer

Figur 118 viser frekvensen av alvorlig personskader per million arbeidstimer for entreprenøransatte på produksjonsinnretninger. Frekvensen hadde en nedadgående trend fra "toppårene" 2000 og 2001. I 2008 har vi hatt en meget positiv utvikling og skadefrekvensen er på det laveste nivået med en



skadefrekvens på 0,69. Vi må tilbake til 2004 for å finne slike tall. Frekvensen for 2008 ligger under forventningsverdien basert på de 10 foregående år.



**Figur 118** Alvorlig personskader per mill arbeidstimer, entreprenøransatte, produksjonsinnretninger

Antall timer utført av entreprenøransatte er redusert med 0,1 millioner timer i 2008.

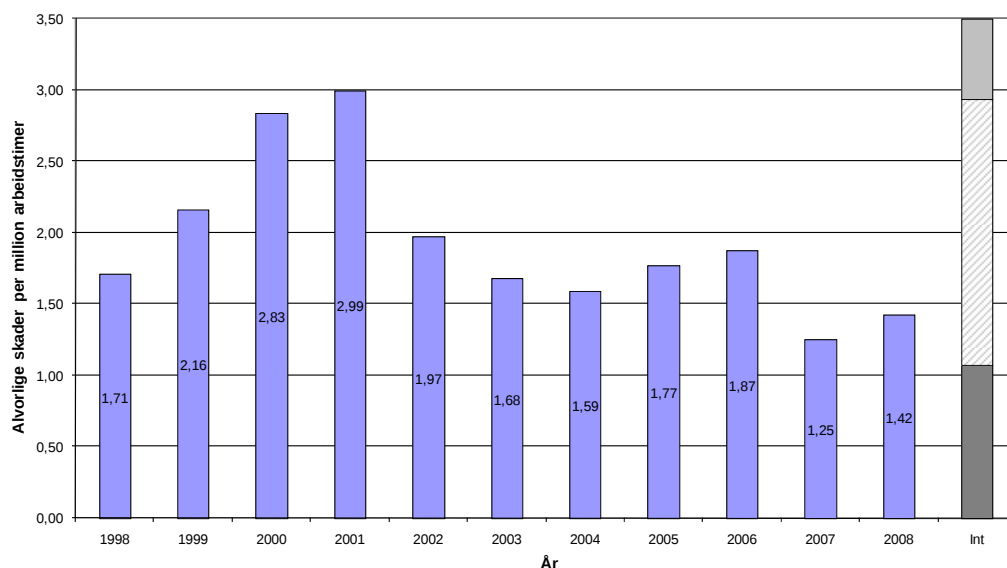
Entreprenøransatte og operatøransatte har nå begge tilnærmet samme frekvens for alvorlig personskade per million arbeidstimer. 65 % av totalt antall arbeidstimer på produksjonsinnretninger er utført av entreprenøransatte. Det har skjedd 12 alvorlige personskader for entreprenøransatte på produksjonsinnretninger i 2008.

### 8.2.2 Alvorlige personskader på flyttbare innretninger

Figur 119 viser frekvensen for alvorlige personskader per million arbeidstimer på flyttbare innretninger. Frekvensen er i 2008 på 1,4 mot et gjennomsnitt for de foregående ti år på 2,0. Vi har hatt en markert nedgang de siste årene fra toppen i 2000 og 2001. Fra 2002 har vi hatt mindre endringer i skadefrekvens. I 2008 har vi imidlertid igjen en økning i skadefrekvensen fra 1,3 i 2007 til 1,4 i 2008. Skadefrekvensen ligger fortsatt innenfor forventningsverdien basert på de foregående 10 årene i den nedre del av intervallet.

Timeantallet som er rapportert for de flyttbare innretninger har hatt en økning med 1,75 millioner (fra 8,8 til 10,5 millioner). Antallet av alvorlige personskader er 15 i 2008 mot 11 i 2007.

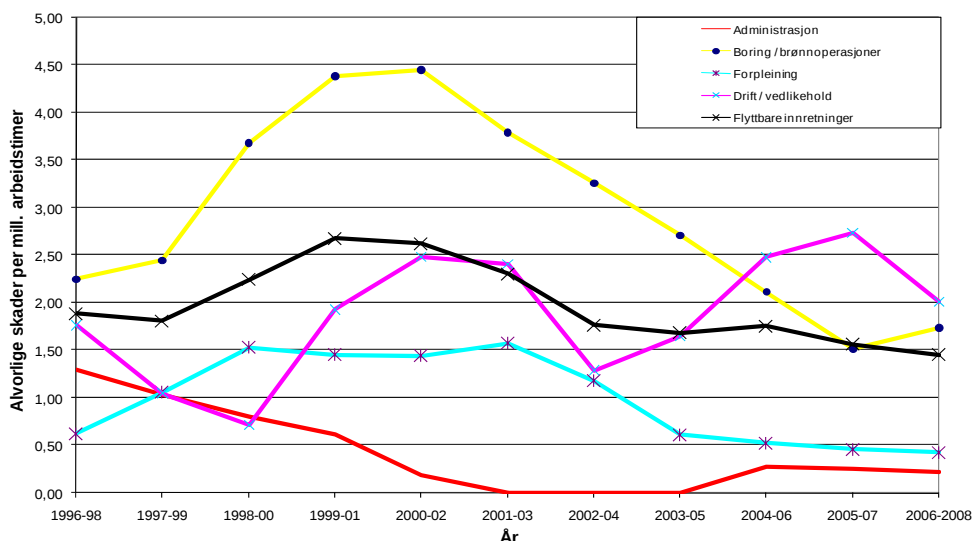
Figur 119 viser frekvensen for alvorlige personskader på flyttbare innretninger per million arbeidstimer, fordelt per hovedaktivitet. Frekvensene for hovedaktivitetene er basert på relativt få skader og enkelte forskyvninger mellom gruppene kan gi store utslag, derfor er det benyttet 3 års rullende gjennomsnitt. Figuren viser at det har vært en nedgang innen boring siden 2000-2002. I 2008 har vi imidlertid hatt mer enn en fordobling i skadefrekvensen. Drift og vedlikehold har hatt en kraftig nedgang. Vi har nesten hatt en halvering med 1,4 alvorlig skade per en million arbeidstimer mot 2,6 i 2007. Antallet alvorlige personskader innen drift og vedlikehold er redusert fra syv i 2007 til fem i 2008. Innen administrasjon har det kun vært en alvorlig personskade i 2006 ellers har det ikke vært noen siden 2000. I 2008 var det heller ingen alvorlig personskade.



**Figur 119** Alvorlige personskader per million arbeidstimer, flyttbare innretninger

Boring og brønnoperasjoner har nå den høyeste skadefrekvensen på flyttbare innretninger. Vi har hatt en økning i frekvens på 1,6 fra 1,0 i 2007 til 2,6 per million arbeidstimer i 2008. Fra og med 2003 har boring og brønnoperasjoner vist en meget positiv trend etter mange år hvor de har dominert de alvorlige skadene på flyttbare innretningen. Denne positive utviklingen har imidlertid snudd i 2008. Antall alvorlige personskader innen boring og brønn i 2008 er 2,5 ganger nivået i 2007, og har økt fra fire i 2007 til ti i 2008. Innen forpleining har det ikke vært alvorlige personskader i 2008. Den siste skjedde i 2006.

På flyttbare innretninger utgjør andelen operatøransatte en svært liten del, og det er derfor ikke vist fordelingen av skader mellom kontraktør- og operatøransatte som på produksjonsinnretninger.

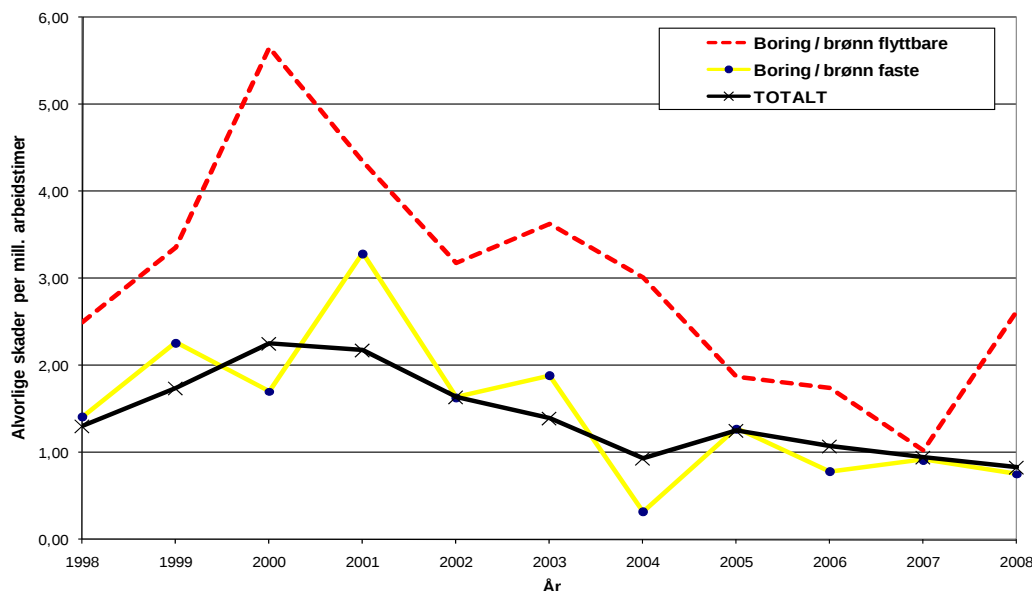


**Figur 120** Alvorlige personskader på flyttbare innretninger relatert til arbeidstimer per funksjon

Figur 121 viser utviklingen i alvorlige personskader innen bore- og brønnoperasjoner per million arbeidstimer, sammen med den totale frekvensen for faste og flyttbare innretninger. Boring og brønnoperasjoner på flyttbare innretninger har en gjennomsnittlig frekvens i de foregående 10 årene på 2,9

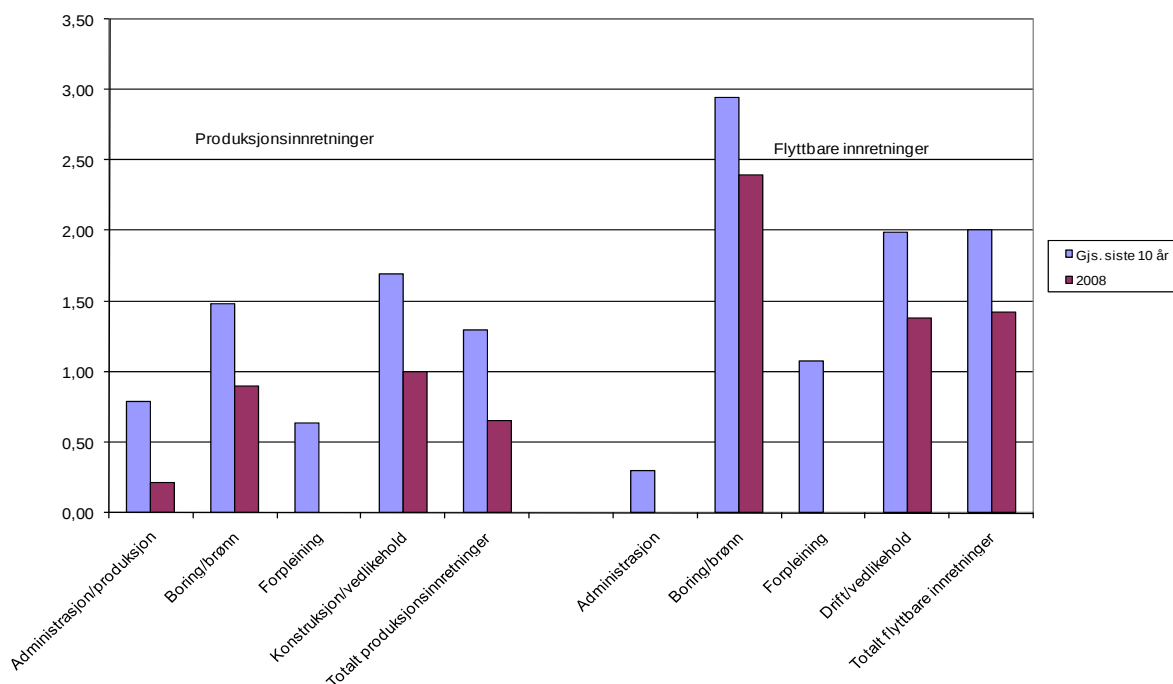


mot tilsvarende operasjoner på produksjonsinnretninger som har en frekvens på 1,5 alvorlige personskader per million arbeidstimer. I 2007 var frekvensen for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger tilnærmet lik. Mens det på produksjonsinnretninger har vært en positiv utvikling i 2008 har det motsatte vært tilfelle på de flyttbare innretninger. Frekvensen er på 0,9 på produksjonsinnretninger mens den for flyttbare innretninger er 2,4 per million arbeidstimer.



**Figur 121** Alvorlige personskader innen bore- og brønnoperasjoner på flyttbare og produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer

Figur 122 viser frekvensen av alvorlige personskader per million arbeidstimer i 2008 mot gjennomsnittet for de siste 10 årene for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger fordelt på hovedaktivitet. Figuren viser et sammendrag av de foregående figurer og skal ikke kommenteres i detalj her.



**Figur 122** Alvorlige personskader per million arbeidstimer produksjons- og flyttbare innretninger fordelt på funksjoner



### 8.3 Sammenligning av ulykkesstatistikk mellom engelsk og norsk sokkel

Ptil og Health and Safety Executive (HSE) produserer halvårlig en felles rapport hvor statistikk over personskader offshore blir sammenlignet. Klassifiseringskriteriene var i utgangspunktet tilnærmet like, men ved nærmere gjennomgang viste det seg at klassifiseringspraksisen likevel var noe forskjellig. For å forbedre sammenligningsgrunnlaget har vi i dialog med britiske myndigheter klassifisert alvorlige personskader etter felles kriterier og slik at de omfatter tilsvarende virksomhetsområder.

Beregning av gjennomsnittlig skadefrekvens for død og alvorlig personskader for perioden 2001 til og med 1. halvår 2008 viser at det har vært 0,96 skader per million arbeidstimer på norsk side og 1,03 på britisk sokkel. Forskjellen er ikke signifikant. Forskjellen på frekvensen for dødsulykker i samme periode er derimot større. Gjennomsnittlig frekvens for omkomne på britisk sokkel er 2,9 per 100 million arbeidstimer mot 1,2 på norsk sokkel, denne forskjell er signifikant. På britisk sokkel omkom det 11 personer i nevnte periode mot tre på norsk sokkel.

### 8.4 Dødsulykker

Det var ingen dødsulykker i 2008. Forrige dødsulykke skjedde i 2007.

Pilotprosjektrapporten presenterte frekvens av dødsulykker i et lengre tidsperspektiv (kapittel 3) og i detalj for perioden 1990-2000 (delkapittel 5.7).

### 8.5 Utviklingen av dødsfrekvenser – arbeidsulykker og storulykker

I Pilotprosjektrapporten var utviklingen i statistisk risiko for arbeidsulykker og storulykker diskutert i detalj. Her er presentasjonene oppdatert uten å gjenta detaljer mht kilder osv. Tabell 14 viser en totaloversikt over antall omkomne i forbindelse med petroleumsvirksomheten på norsk sokkel både innenfor og utenfor Ptils forvaltningsområde.

**Tabell 14** Antall omkomne i ulike typer ulykker, norsk sokkel, 1967-2008

| Type ulykke               | Antall omkomne | %      |
|---------------------------|----------------|--------|
| Arbeidsulykker            | 63             | 24,1 % |
| Storulykker på innretning | 138            | 52,8 % |
| Dykkerulykker             | 14             | 5,3 %  |
| Helikopterulykker         | 46             | 17,6 % |
| Totalt                    | 261            | 100 %  |

Det framgår at mer enn 50 % av alle ulykkene har inntruffet som følge av storulykker på innretninger. Helikopterulykker kan også betegnes som storulykker (iht. definisjonen benyttet i arbeidet, se pilotprosjektrapporten). Da er i så fall storulykkesandelen 70 %. Siden 1981 er det imidlertid arbeidsulykkene som har dominert. I denne periode er 64 % av alle omkomne i forbindelse med arbeidsulykker. Helikopterulykkene utgjør 23 %, storulykker på innretninger utgjør 2 % og dykkerulykker står for ca 11 % siden 1981. Flotell ulykken med Alexander L Kielland i 1980 med 123 omkomne dominerer i storulykkene på innretninger, se også Tabell 2.

Tabell 15 viser en totaloversikt over antall omkomne i forskjellige typer aktiviteter, innretninger og fartøyer på norsk sokkel for perioden 1967-2008.



**Tabell 15**      **Antall omkomne i ulike typer aktiviteter, norsk sokkel, 1967-2008**

| Type aktivitet          | 1967-2008 | %      |
|-------------------------|-----------|--------|
| Produksjonsinnretninger | 31        | 11,9 % |
| Floteller               | 123       | 47,1 % |
| Flyttbare innretninger  | 23        | 8,8 %  |
| Dykking                 | 14        | 5,4 %  |
| Helikopter              | 46        | 17,6 % |
| Fartøyer                | 23        | 8,8 %  |
| Rørleggingsfartøyer     | 1         | 0,4 %  |
| Totalt                  | 261       | 100 %  |



## 9. Risikoindikatorer – støy og kjemisk arbeidsmiljø

### 9.1 Innledning

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

Det er med få unntak registrert data fra alle innretninger på norsk sokkel faste og flyttbare. Når det gjelder støy bærer datasettet preg av en felles forståelse av rapporteringskriteriene og indikatoren ser ut til å gi et meningsfullt bilde av de faktiske forhold. Den ser også ut til å være følsom for endringer. For kjemisk arbeidsmiljø er ikke situasjonen den samme. Deler av rapporteringen har vært preget av ulik forståelse av rapporteringskriteriene slik at det ikke er oppnådd tilstrekkelig robusthet. Det er derfor gjort endringer i innrapporteringen for 2008.

Tilbakemeldingen fra selskapene har i hovedsak vært 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 både på kjemikalie- og støyområdet, og det er en rekke gode eksempler på større forbedringsprosjekter i næringen.

Det er viktig å understreke at indikatorene representerer en sammenstilling av et grove og forenklete datasett hvor formålet er å overvåke risikotrender og kunne prioritere tiltak på ulike nivå. Innretning, selskap, bransje og på myndighetsnivå. Datagrunnlaget er i seg selv ikke nok for å tilfredsstille regelverkets krav til oppfølging av støy og kjemisk arbeidsmiljø i det enkelte selskap.

### 9.2 Hørselsskadelig støy

#### 9.2.1 Metodikk – beskrivelse av indikator

Det er rapportert data fra 71 innretninger, 43 faste produksjonsinnretninger og 28 flyttbare. Blant de faste produksjonsinnretningene er 17 innretninger "nye" og 26 "eldre". Med nye innretninger menes innretninger som har godkjent plan for utbygging og drift (PUD) etter 1.8.1995. På dette tidspunkt ble det innført skjerpede og detaljerte krav til støy (SAM-forskriften).

Indikatoren for støyeksponering dekker 11 forhåndsdefinerte stillingskategorier. Til sammen er det rapportert data som representerer 2400 personer, som er en økning fra 2007 hvor det ble rapportert 1854 personer. I 2006 ble det rapportert for 2064 personer og 2005 hvor det ble rapportert inn for 2173 personer.

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.

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.

### 9.2.2 Tallbehandling og datakvalitet

Gjennomgående er støyeksponeringstallene av god kvalitet og på samme nivå som tidligere år. Det synes som om det har foregått betydelig arbeid på innretningene for å gjennomgå historiske data og framskaffe nye der det har vært behov for det, flere selskap har etter hvert gjennomført detaljert risikovurderinger for flere stillingsgrupper. Det er imidlertid fortsatt enkelte eksempler på at det er stort sprik i data som blir angitt for samme stillingskategori.

Tallbehandling har blitt foretatt etter samme prinsipper som ved siste års rapportering, jf beskrivelse i RNNP rapport 2004.

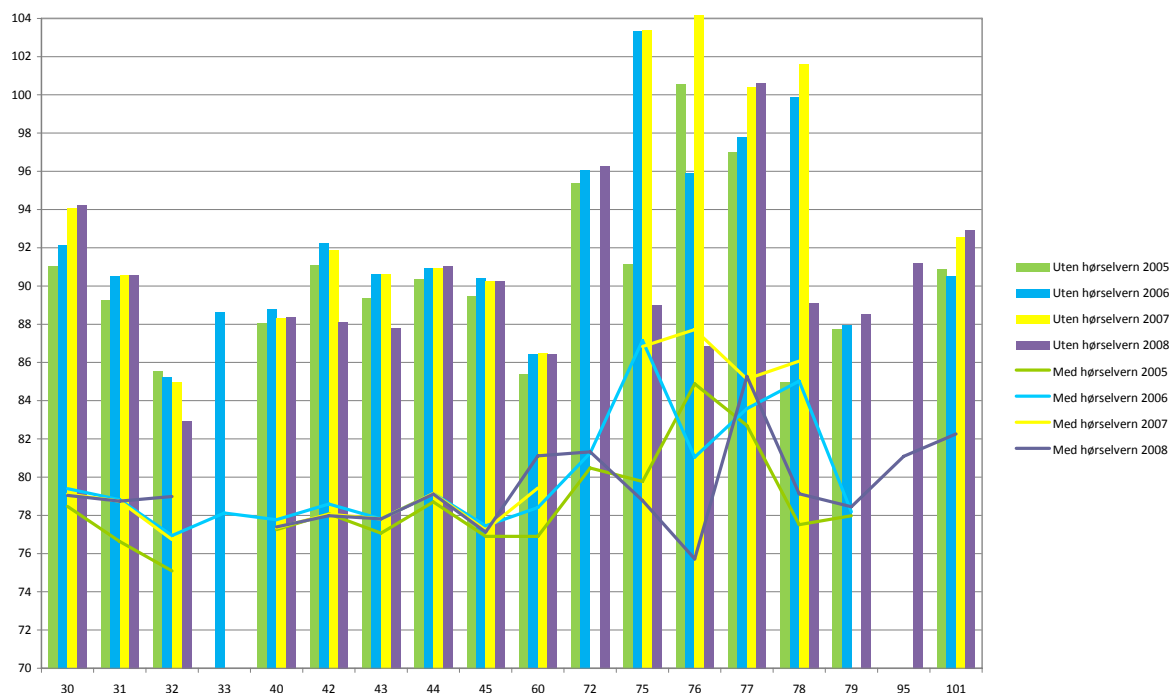
### 9.2.3 Resultater og vurderinger

Gjennomsnittlig støyindikator for de 2400 personene som inngår i undersøkelsen er 90,2. Dette er en svak bedring fra nivå som for 2007 var 90,4. Fordelingen på ulike stillingskategorier og innretningsgrupper er vist i Figur 123- Figur 126. Resultatene viser en forbedring på 36 av til sammen 71 innretninger, noe som er en økning fra 2007. Tallene viser en markert forbedring for spesielt 3 faste nye innretninger, med en støyreduksjon fra 12,9dBA til 17dBA.

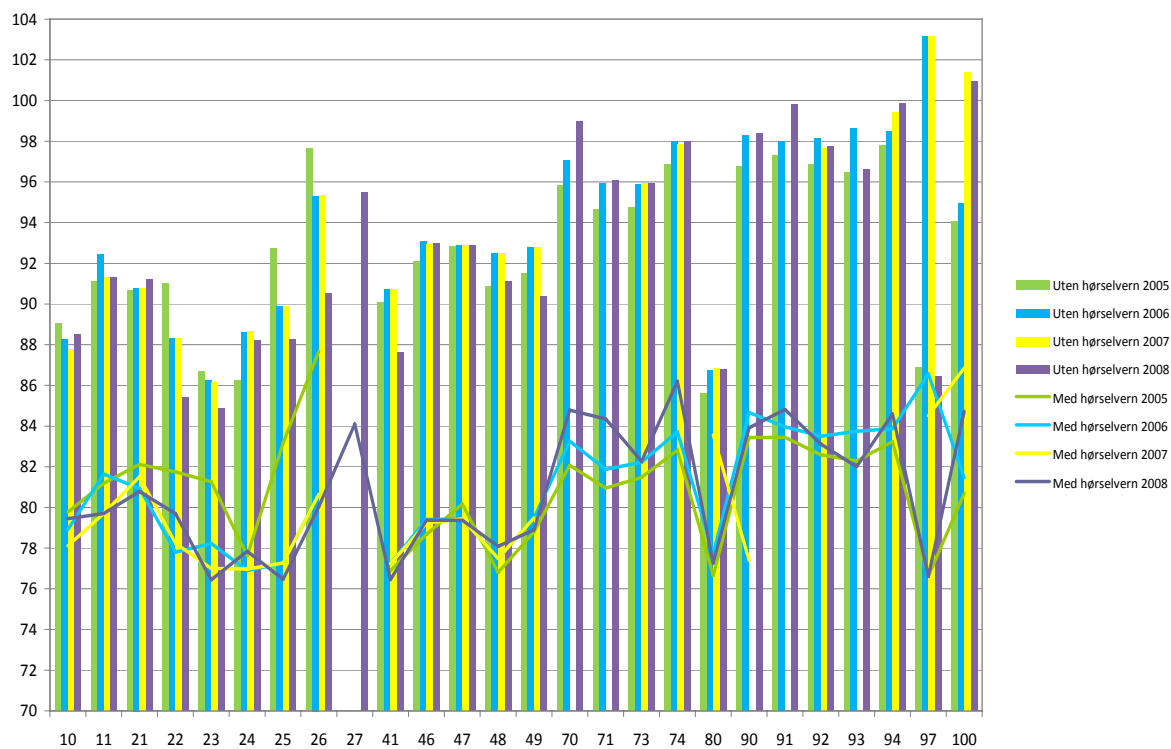
Det er 15 innretninger hvor det ikke er gjennomført detaljert risikovurdering for noen stillingsgrupper, flere innretninger har imidlertid gjennomført detaljert risikovurdering kun for 1-2 stillingsgrupper. I de aller fleste tilfeller er det svært lite avvik mellom støyindikator og reell eksponering over 12 timers uttrykt i deciBel A. Dette er en verdifull verifikasjon av indikatorens styrke.

Dersom en antar at støyindikatoren gjenspeiler reell støyeksponering, har de fleste stillingskategorier som er omfattet av denne undersøkelsen en støyeksponering over 83 dBA som er kravet i Innretningsforskriften § 22. Tar en hensyn til bruk av hørselsvern slik det er rapportert fra selskapene, ser en imidlertid at de aller fleste stillingskategorier har en støyeksponering som ligger innenfor kravet. Selv om det er lagt til grunn en konservativ beregning for hørselsvernens dempningseffekt, betyr ikke dette at situasjonen er tilfredsstillende. Hørselsvern har klare begrensninger som forebyggende tiltak. Vedvarende høy rapportering av hørselsskader indikerer at dette ikke er en effektiv barriere. Gjennomsnittlig støyindikator med hørselsvern for de 2400 personene som inngår i undersøkelsen er 79,2, som er det samme som i 2007.

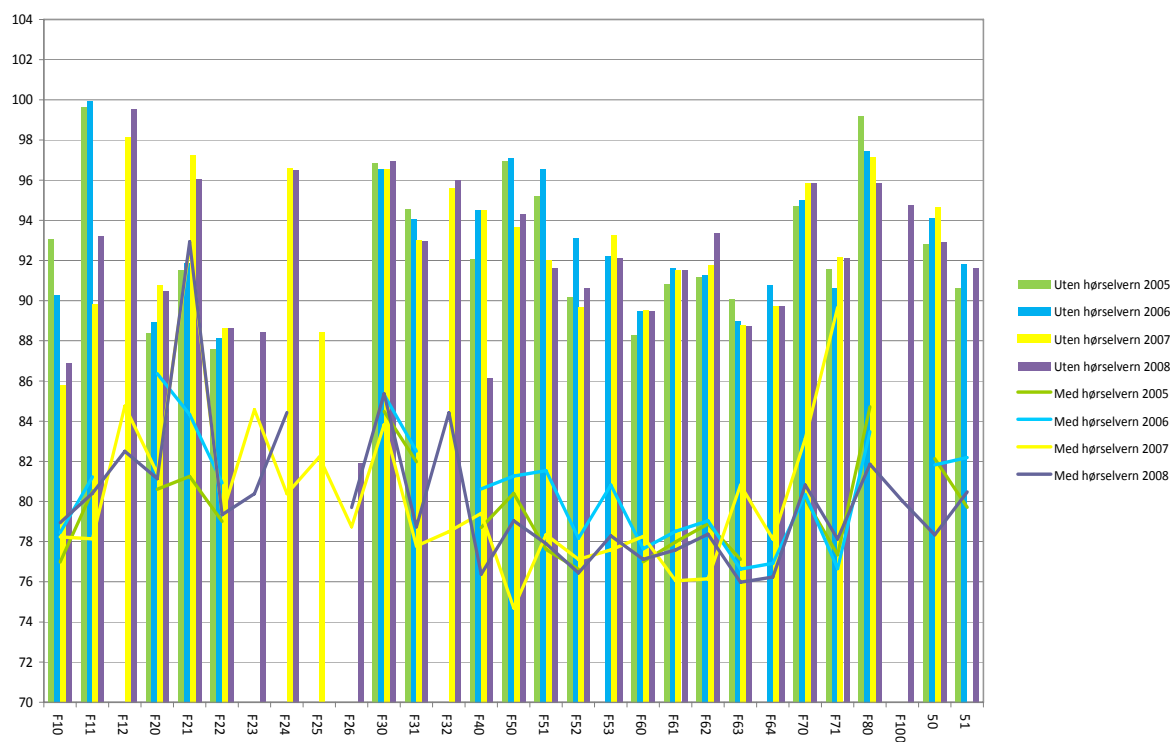
Det er gjort beregninger av usikkerhet i datamaterialet. Avhengig av gruppe vil fem prosent av individene ha opp til 10dBA høyere i støyeksponering enn det som indikeres av de presenterte gjennomsnittsverdiene. Usikkerheten er typisk størst for grupper som elektrikere og mekanikere som har svært varierende støyeksponering.



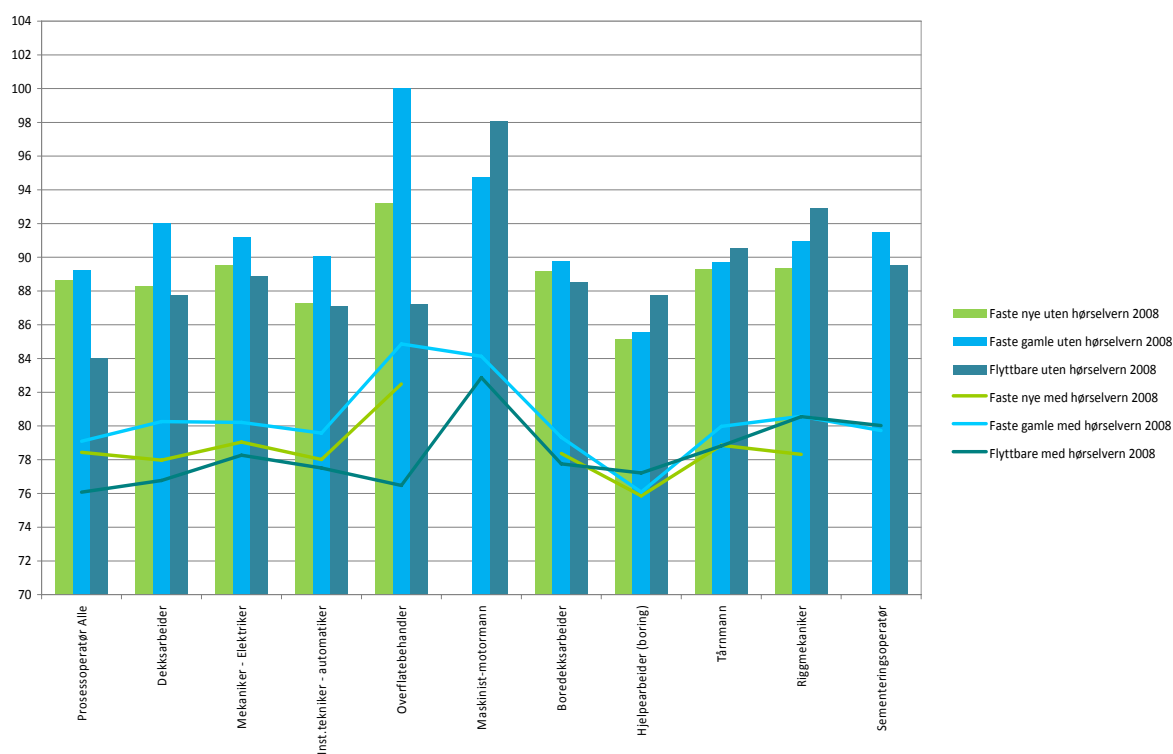
**Figur 123** Gjennomsnittlig støyeksposering per produksjonsinnretning – ”nye” produksjon



**Figur 124** Gjennomsnittlig støyeksposering per produksjonsinnretning – ”eldre” produksjon



Figur 125 Gjennomsnittlig støyeksposering per boreinnretning – flyttbare



Figur 126 Gjennomsnittlig støyeksposering for stillingskategorier og innretningstype



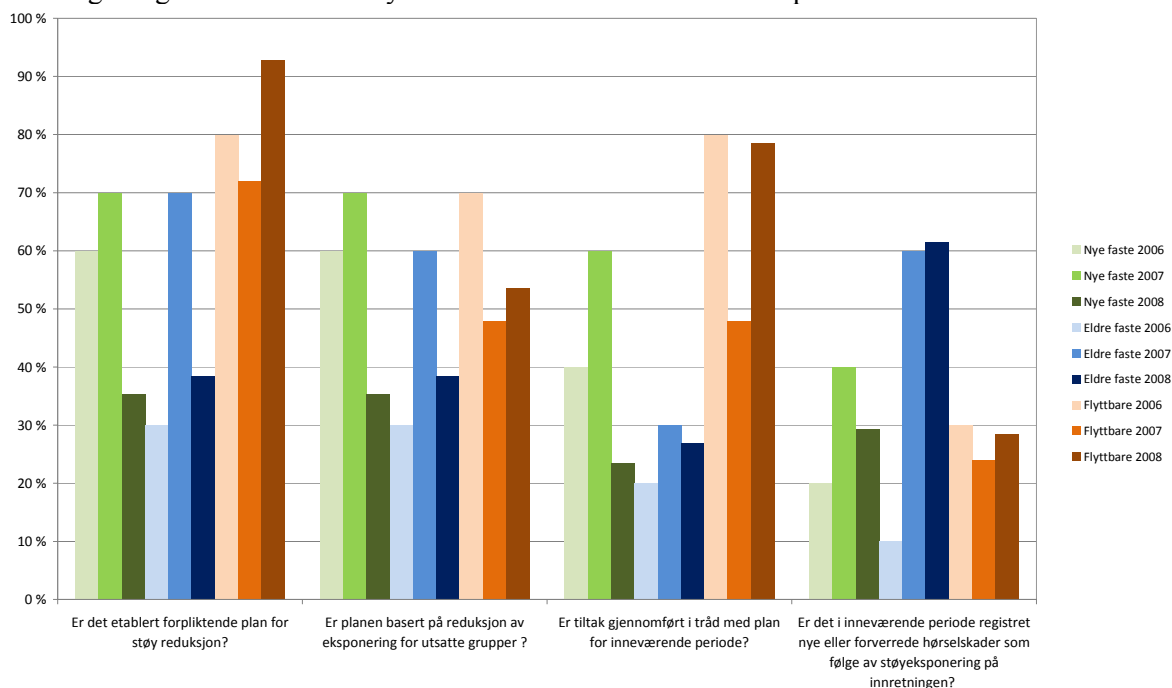
Støyindikator for stillingskategoriene overflatebehandler og maskinist er markert høyere enn for andre grupper og for disse gruppene er også støyindikator innberegnet hørselsvern relativt høy.

For de fleste stillingskategorier er støyindikatoren lavere på ”nye” innretninger enn på ”eldre”. For flyttbare innretninger har 7 av 11 stillingskategorier lavere støyeksposering sammenlignet med nye og eldre innretninger.

Det er kun 11 innretninger som har rapportert at det er utført tekniske tiltak som til sammen har medført redusert støyeksposering med henholdsvis 1 dB, 6 innretninger med reduksjon på 3 dB, 2 innretninger med reduksjon på 5dB og 1 innretninger med reduksjon på 8 dB for enkelte stillingskategorier.

Innrapportering bekrefter at flere selskaper har formalisert og implementert ordninger for arbeidstidsbegrensning, av 71 innretninger er det 11 innretninger som ikke har innført slike ordninger for noen grupper. Dette gjelder flyttbare innretninger. Det er som for 2005, 2006 og 2007 fortsatt et potensial for forbedring innenfor dette området på flyttbare innretninger. 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 fortsatt flere av innretningene som ikke har etablert tiltaksplaner for risikoreduksjon, jamfør Figur 127. Bildet har utviklet seg i negativ retning for produksjonsinnretninger sammenlignet med 2007. Bildet for flyttbare innretninger har derimot hatt en positiv utvikling hvor hele 90 % har etablert tiltaksplaner for risikoreduksjon. Det er registrert et forbedringspotensial i forhold til å gjennomføre tiltak i tråd med plan. Dette gjelder spesielt for nye produksjonsinnretninger. For flyttbare innretninger derimot viser det at om lag 80 % av tiltakene er gjennomført i tråd med planen. Det er for faste eldre innretninger og flyttbare innretninger registrert noen flere nye eller forverrede hørselsskader i perioden.



**Figur 127 Planer for risikoreducerende tiltak**

Det er for 2008 rapportert til Petroleumstilsynet 623 støyrelaterte skader. Dette representerer et høyere nivå enn det en har registrert de siste årene, hvor tallet for 2007 bl.a. var 595. Økningen kan skyldes at støy og rapportering av hørselsskader er gitt økt oppmerksomhet. Disse støyskadene kan skyldes andre forhold, men arbeid som er gjort av representanter i bransjen for å kvalifisere støyskadene i forhold til



eksponering på innretningen, tyder på at ca halvparten av registrerte forekomster av hørselsskade skyldes eksponering i arbeidet. Tar en videre hensyn til at det er betydelig underrapportering særlig i entreprenørsegmentet av virksomheten og at det trolig forekommer seleksjonsmekanismer som kan skjule skader, står en overfor et relativt stort skadeomfang.

Vurdert under ett, er det klart at store arbeidstakergrupper eksponeres for høye støynivå og har betydelig risiko for å utvikle støybetingede hørselsskader. Ptils erfaringer gjennom kontakter med næringen, saksbehandling og tilsyn, bekrefter inntrykket av som støyindikatoren gir. For å oppnå risiko-reduksjon som monner, må selskapene i større grad vise vilje og evne til å oppnå resultater og lære av vellykkede tiltak.

## 9.3 Kjemisk arbeidsmiljø

### 9.3.1 Innledning

Det har skjedd en endring i indikatorsettet for kjemisk arbeidsmiljø. Rapportering av antall eksponeringsmålinger ble forsøkt i 2007, men etter å ha sjekket selskapenes grunnlag for rapportering, har en konkludert med at det er for stor usikkerhet i hvilken grad en har fått inn sammenlignbare data og hvor godt gjennomføring av målinger kan være et godt nok uttrykk for risiko. Ptil ba i 2008 partene i Sikkerhetsforum om tilbakemeldinger og forslag til endring som kan gjøre indikatoren mer robust. Flere pekte på behov for å etablere en indikator som er et direkte mål på helserisiko for helseskade. På bakgrunn av forslagene som kom inn ble det utviklet som bygger på eksponeringsmatrisen i Norsok S-002 rev.4 vedlegg G. Det ble valgt ut 4 stillingsgrupper som for hver av disse gruppene skulle rapportere inn data om de tilfellene med høyest eksponering uten å ta hensyn til personlig verneutstyr. Det er innrapportert data fra 41 produksjonsinnretninger/felt og 27 flyttbare innretninger i 2008. 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).

Figur 128 viser risikotall som er en kombinasjon av tallverdien for helsefarekategori og eksponeringskategori.

| <b>Helsefare - kategori</b>  |                            |       |           |       |             |                |
|------------------------------|----------------------------|-------|-----------|-------|-------------|----------------|
| 5 Svært alvorlig             | 5                          | 10    | 15        | 20    | 25          | 30             |
| 4 Alvorlig                   | 4                          | 8     | 12        | 16    | 20          | 24             |
| 3 Moderat                    | 3                          | 6     | 9         | 12    | 15          | 18             |
| 2 Mindre                     | 2                          | 4     | 6         | 8     | 10          | 12             |
| 1 Ubetydelig                 | 1                          | 2     | 3         | 4     | 5           | 6              |
|                              | 1 Ubetydelig<br>/Svært lav | 2 Lav | 3 Moderat | 4 Høy | 5 Svært høy | 6 Ekstremt høy |
| <b>Eksponerings-kategori</b> |                            |       |           |       |             |                |

**Figur 128 Modell for risikovurdering, matrise med risikotall**

Indikatoren for kjemikaliespekterets fareprofil beholdes uendret, denne utgjøres av antall kjemikalier som er i omloop per innretning 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 som er i bruk. Indikatoren er supplert med data om antall faktiske kjemikaliesubstitusjoner med helserisikogevinst som er utført det siste året.



### 9.3.2 Resultater og vurderinger

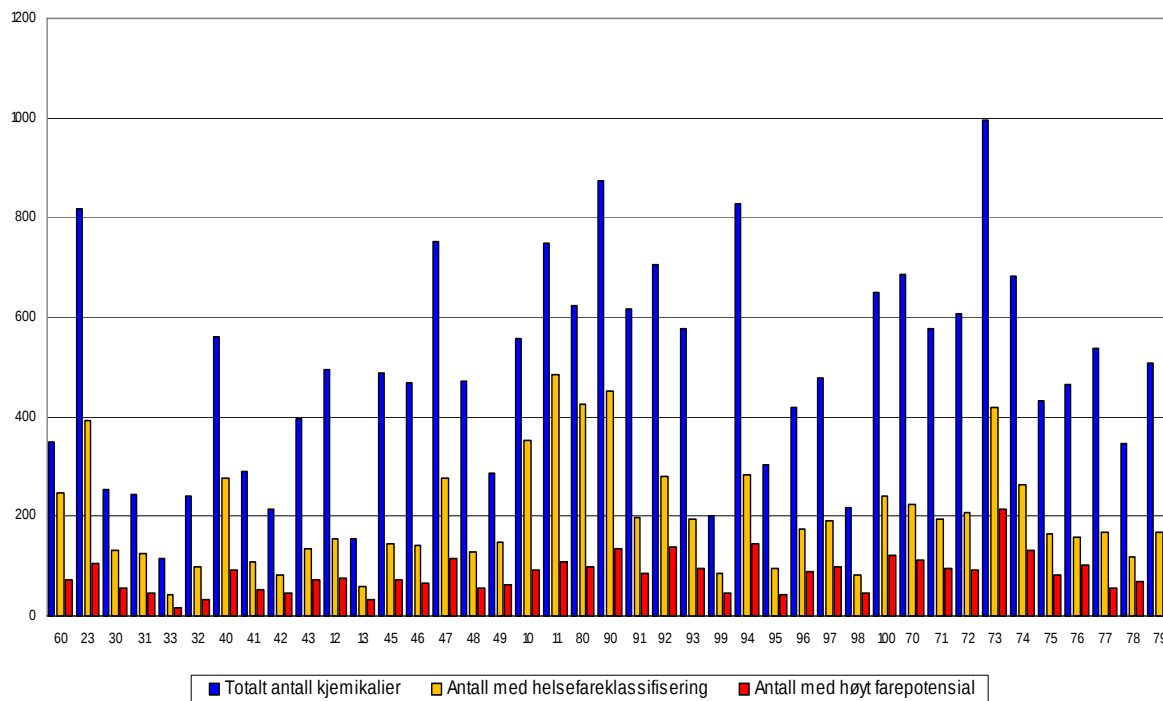
Det er innrapportert data fra 41 produksjonsinnretninger/felt og 27 flyttbare innretninger i 2008. Innrapporterte data for 2008 viser at det fortsatt er stor variasjon mellom selskapene når det gjelder antall kjemikalier i bruk (figur 24 og 25). Dette gjenspeiler i noen grad innretningstype og aktiviteter på innretningen. I denne sammenheng har særlig boreaktivitet stor betydning. Antall kjemikalier varierer fra 80 til 995 aritmetisk middelvei er 422. For kjemikalier med høyt farepotensial varierer antallet fra 5 til 214, mens middelveien er 68. Det er en systematisk samvariasjon; - innretninger med flest kjemikalier har også flest kjemikalier med høyt farepotensial.

For produksjonsinnretninger har man en svak økning i total antall kjemikalier i forhold til foregående år. For kjemikalier med høy farepotensial er det 19 innretninger med økt antall og 20 innretninger med reduksjon eller som er på samme nivå. For flyttbare innretninger er trenden en svak økning i total antall kjemikalier i forhold til foregående år, men en reduksjon av kjemikalier med høyt farepotensial, Figur 131 og Figur 132.

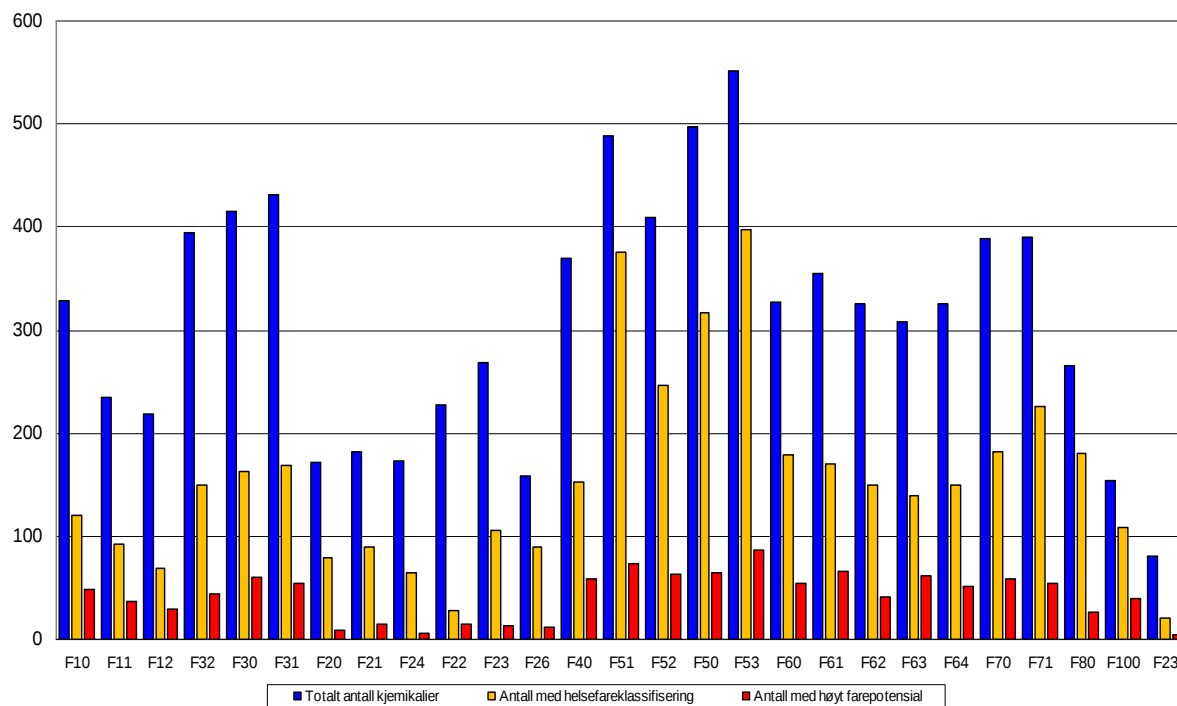
Figur 131 og Figur 132 viser en sammenligning av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil for henholdsvis produksjon og flyttbare innretninger for perioden 2006-2008.

Til sammen er det rapportert 225 tilfeller av substitusjon med helserisikogevinst, noe som er lavt i forhold til tidligere år. Hovedtyngden av substitusjonene er utført på 5 innretninger av totalt 68 innrapporterte innretninger. Produksjonsinnretningene viser svak økning i antall substitusjoner i forhold til 2007, mens flyttbare innretninger har hatt en markert nedgang.

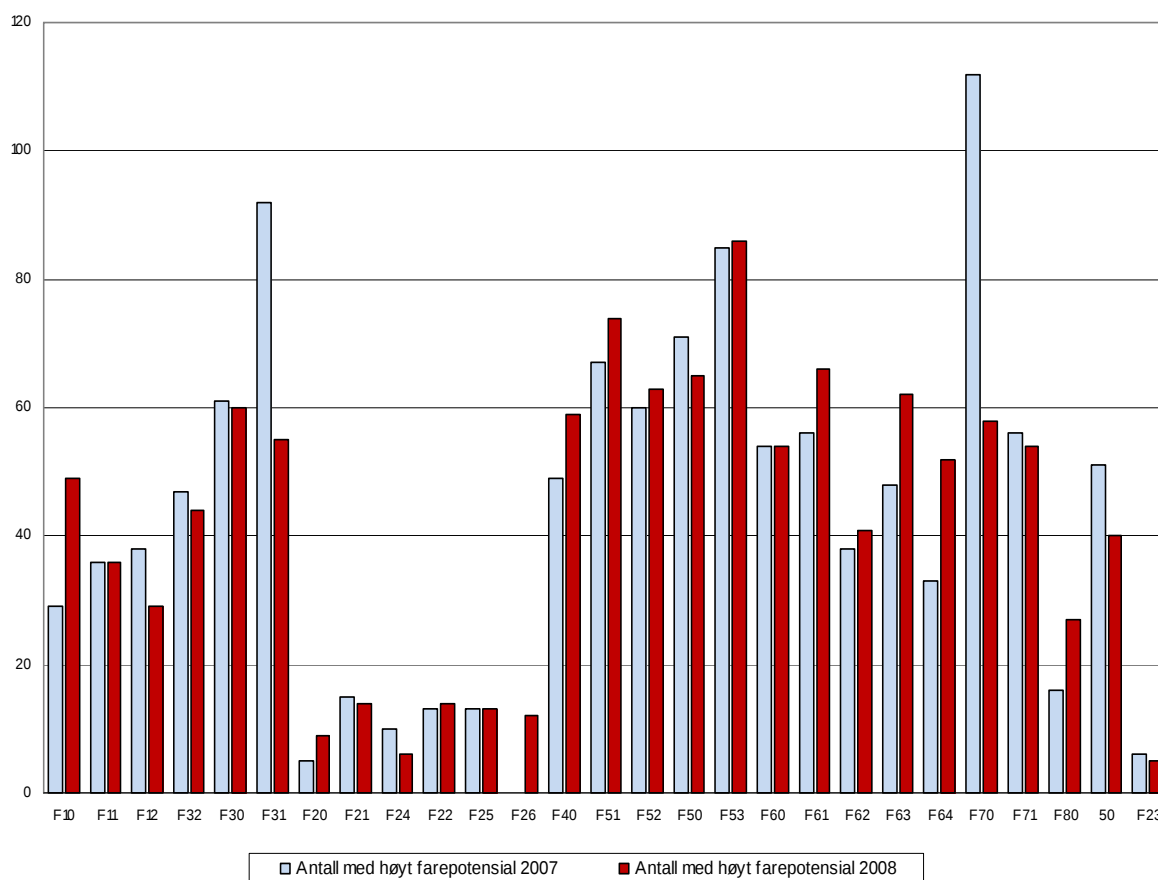
Det ble i 2008 rapportert 50 tilfeller av yrkesbetinget hudsykdom som i hovedsak skyldes kjemikalieksponering mot 65 tilfeller i 2007.



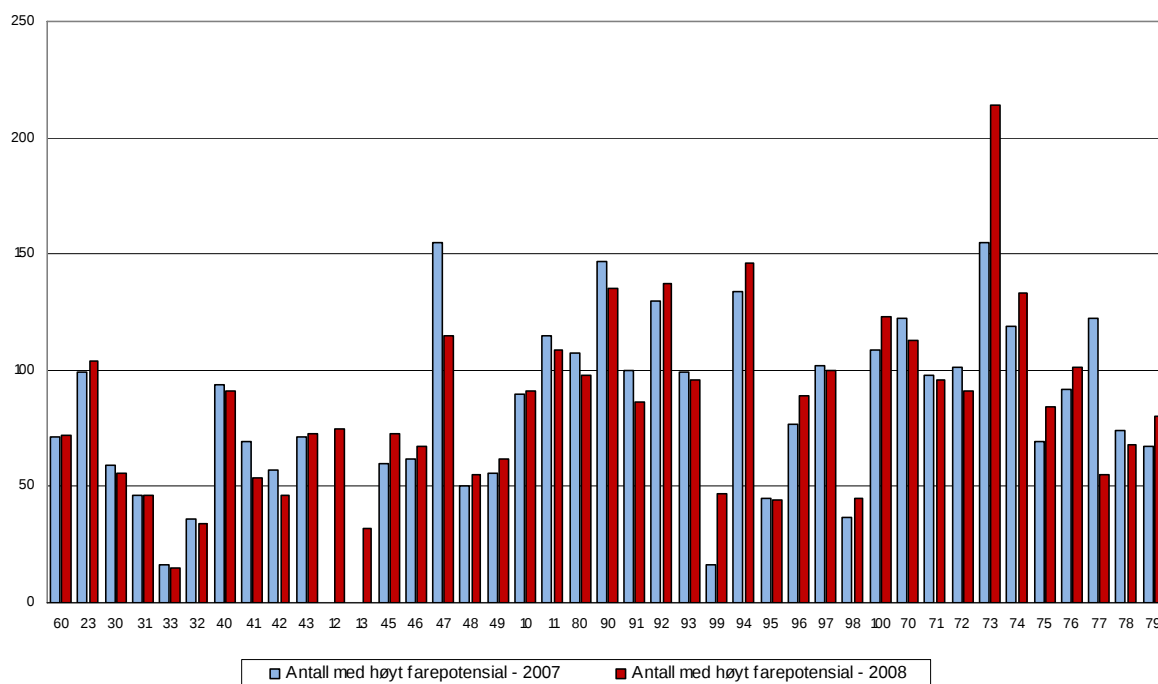
**Figur 129** Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil - produksjonsinnretninger



**Figur 130** Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil - flyttbare innretninger



**Figur 131** Antall med høyt farepotensial 2007-2008, flyttbare innretninger



**Figur 132 Antall med høyt farepotensial 2007-2008, produksjonsinnretninger**

Den nye indikatoren som er testet i 2008 er basert på innrapportering av faktiske eksponeringsdata for definerte stillingskategorier. Det er ikke tatt hensyn til bruk av personlig verneutstyr fordi det vurderes som en svak barriere mot en potensiell alvorlig konsekvens. Det er verd å merke seg at tyngdepunktet samlet sett ligger i det røde området for produksjonsinnretninger, mens det for flyttbare innretninger ligger betydelig lavere. Forskjellen i vurderinger mellom produksjonsinnretninger og flyttbare er trolig større enn den faktiske forskjellen i risiko skulle tilsi.

Mekanikere har et gjennomsnittlig risikotall på 18, noe som representerer en risikovurdering i rødt område. De øvrige gruppene ligger noe lavere. På flyttbare innretninger vurderes overflatebehandler til å ha et gjennomsnittlig risikotall på 18, mens de øvrige gruppene ligger betydelig lavere.

For prosessoperatør er det eksponering for benzen som dominerer risikobildet, mens det for shakeroperatør er oljetåke og oljedamp som forekommer hyppigst. I størrelsesorden 30 prosent av vurderingene er understøttet av målinger. Det er i utgangspunktet urovekkende at det rapporteres om høy risiko for potensielt alvorlige helseeffekter hvor personlig verneutstyr er eneste beskyttelse.

Erfaringen med risikoindikator for kjemisk arbeidsmiljø viser at det er vanskelig å oppnå et omforent grunnlag for rapportering. Kriteriene som legges til grunn vil ha åpninger for skjønsmessige vurderinger. Det er trolig bare en måte å bedre dette på og det er gjennom aktiv samhandling og kalibrering mellom selskapene slik at de sammen oppnår en felles forståelse for kriteriene og en enhetlig praksis for rapportering.

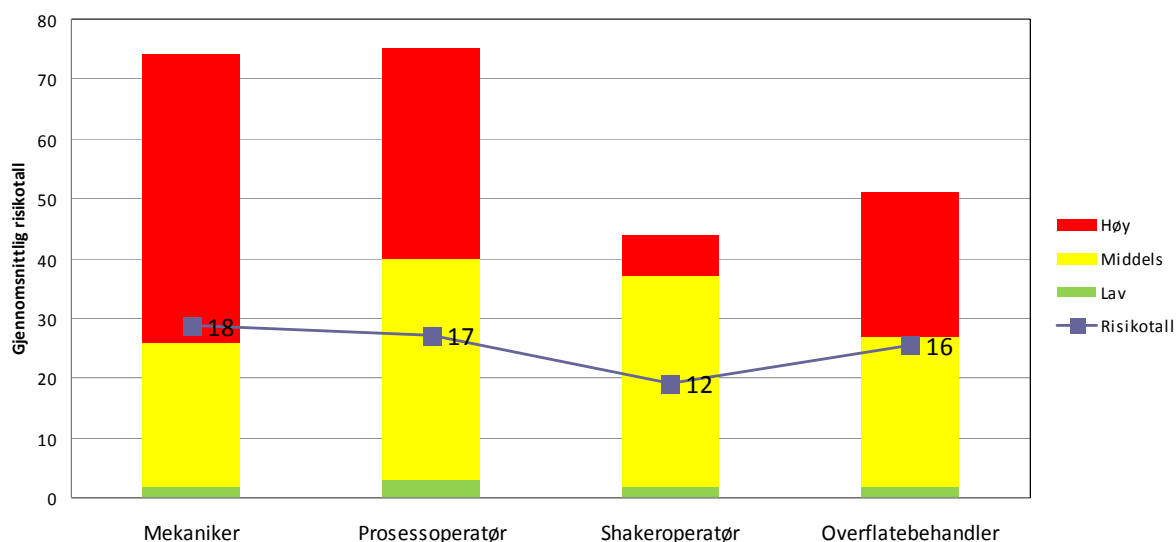
Figur 133 og Figur 135 viser totalt antall forekomster av hver risikokombinasjon (helsefarekategori x eksponeringskategori) for henholdsvis produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger. Det er for eksempel 36 forekomster av kombinasjonen *Svært alvorlig* for helsefarekategori og *høy* for eksponeringskategori.



Figur 134 og Figur 136 viser stillingskategoriene fordelt på høy, middels eller lav risiko kombinert med gjennomsnittlig risikotall per stillingsgruppe for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger.

| <u>Helsefare - kategori</u>   |                        |     |         |     |           |              |
|-------------------------------|------------------------|-----|---------|-----|-----------|--------------|
| 5 Svært alvorlig              | 5                      | 21  | 39      | 36  | 31        | 5            |
| 4 Alvorlig                    |                        | 5   | 10      | 20  | 21        | 1            |
| 3 Moderat                     |                        | 3   | 11      | 15  | 18        |              |
| 2 Mindre                      |                        | 1   |         | 2   |           |              |
| 1 Ubetydelig                  |                        |     |         |     |           |              |
|                               | Ubetydelig / Svært lav | Lav | Moderat | Høy | Svært høy | Ekstremt høy |
|                               | 1                      | 2   | 3       | 4   | 5         | 6            |
| <u>Eksponeerings-kategori</u> |                        |     |         |     |           |              |

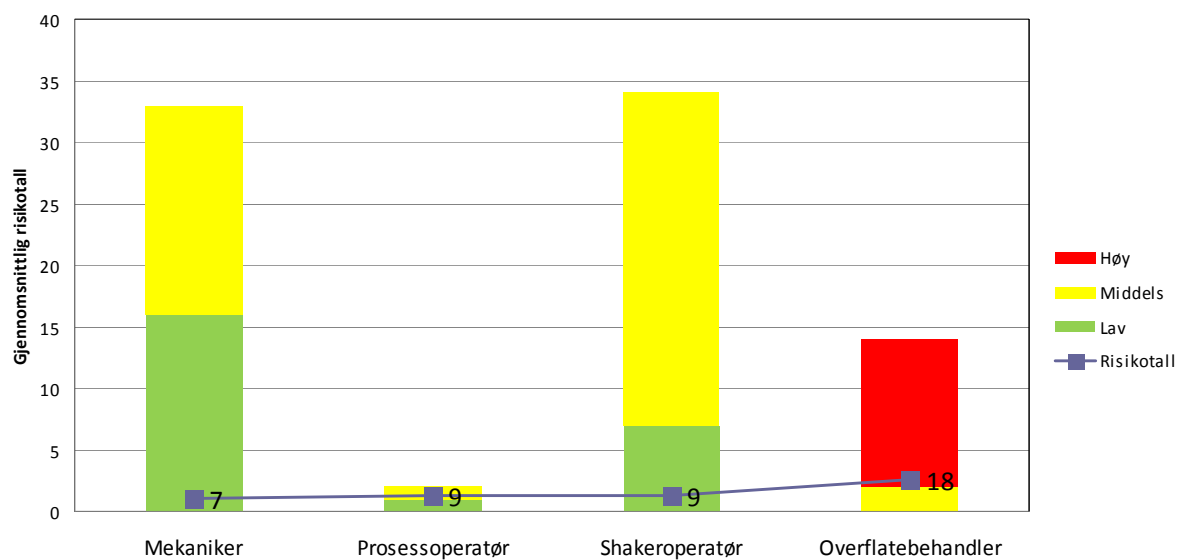
**Figur 133 Produksjonsinnretninger – forekomst av risikokombinasjoner**



**Figur 134 Risikoestimering, produksjonsinnretninger**

| <u>Helsefare - kategori</u>   |                        |     |         |     |           |              |
|-------------------------------|------------------------|-----|---------|-----|-----------|--------------|
| 5 Svært alvorlig              |                        |     | 2       |     |           |              |
| 4 Alvorlig                    | 3                      | 10  | 7       |     | 12        |              |
| 3 Moderat                     |                        | 9   | 16      | 5   | 5         |              |
| 2 Mindre                      |                        |     | 6       |     | 2         |              |
| 1 Ubetydelig                  |                        |     | 6       |     |           |              |
|                               | Ubetydelig / Svært lav | Lav | Moderat | Høy | Svært høy | Ekstremt høy |
|                               | 1                      | 2   | 3       | 4   | 5         | 6            |
| <u>Eksponeerings-kategori</u> |                        |     |         |     |           |              |

**Figur 135 Flyttbare innretninger – forekomst av risikokombinasjoner**



**Figur 136 Risikoestimering, flyttbare innretninger**



## 10. Andre indikatorer

### 10.1 Oversikt

Tabell 16 viser en oversikt over de DFUer som har vært inkludert fra og med fase 2, og som normalt ikke anses å ha storulykkespotensial. DFU14 og 15 er diskutert separat, og er ikke inkludert i dette kapitlet. De øvrige DFUene i tabellen er diskutert i det etterfølgende.

Varslede hendelser er i tillegg diskutert på generell basis.

**Tabell 16** Oversikt over DFUer som ikke er storulykkesrelatert

| DFU nr | DFU tekst                                                                                           |
|--------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 10     | Skade på undervanns produksjonsutstyr/rørledningssystemer/dykkerutstyr forårsaket av fiskeredskaper |
| 11     | Evakuering (føre-var/nødevakuering)                                                                 |
| 13     | Mann over bord                                                                                      |
| 14     | Alvorlig personskade                                                                                |
| 15     | Alvorlig sykdom/epidemi                                                                             |
| 16     | Full strømsvikt                                                                                     |
| 18     | Dykkerulykke                                                                                        |
| 19     | H <sub>2</sub> S utslipp                                                                            |
| 21     | Fallende gjenstand                                                                                  |

DFU18 er basert på databasen DSYS i Ptil. Det er gjennomført en noe begrenset studie av DFU 21 fallende gjenstand basert på rapporterte hendelser samt innsamlet data fra næringen.

For DFUene 10, 11, 13, 16 og 19 er det i fase 8 foretatt innsamling av data om hendelser fra næringen, tilsvarende som i tidligere faser.

### 10.2 Rapportering av hendelser til Petroleumstilsynet

I henhold til Opplysningspliktforordningen § 11, er operatøren forpliktet til å varsle Petroleumstilsynet dersom en fare- eller ulykkesituasjon oppstår. I tillegg er det i Opplysningspliktforordningens §§ 13-14 krav til melding om ulykke som har medført død, personskade og mulig arbeidsbetinget sykdom.

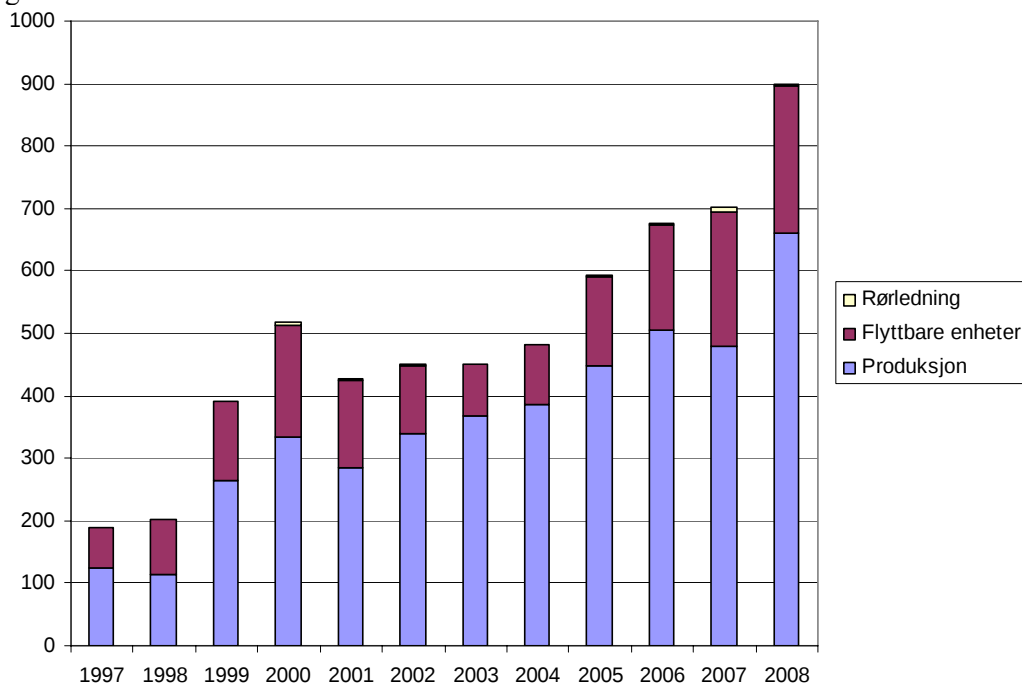
Petroleumstilsynet har ved bruk av interne databaser oversikt over hendelser i petroleumsvirksomheten. Denne oversikten inkluderer både reelle hendelser og tilløp. Hendelser blir systematisk klassifisert og registrert i databaser for mellom annet personskader (PIP), konstruksjonsskader (CODAM), og dykkerulykker (DSYS).

Selskapene har som et ledd i sikkerhetsarbeidet de senere årene aktivt oppfordret sine ansatte til å rapportere alle typer tilløp og farlige forhold. Formålet er blant annet å sikre at tiltak iverksettes når en ulykkeshendelse inntreffer, og å øke sikkerhetsbevisstheten generelt. Forbedring av varslings- og rapporteringsrutiner representerer en ønsket utvikling. Konsekvensen over tid har vært en markant økning i antall rapporterte tilløp og farlige forhold internt i selskapene. Det er grunn til å tro at dette også reflekteres i antall varslede tilløp til Petroleumstilsynet, spesielt fram til år 2000.

Strukturen i Ptils interne hendelsesdatabase ble endret i 2002. Antallet hendelser som inngår fra og med fase 2003 er derfor til en viss grad ikke sammenliknbare med antall hendelsene som inngikk i tidligere år.



Figuren under viser at det i perioden 1997-2008 har vært en markert økning i antall rapporterte hendelser fra ca. 200 i 1997 til 900 i år 2008. Utviklingen er den samme både for produksjons- og flyttbare innretninger, mens det er få hendelser knytte til rørledninger. Hendelser som angår landanlegg er ikke med i Figur 137.



**Figur 137**      **Utvikling i antall rapporterte hendelser for innretninger på sokkelen i perioden 1997-2008**

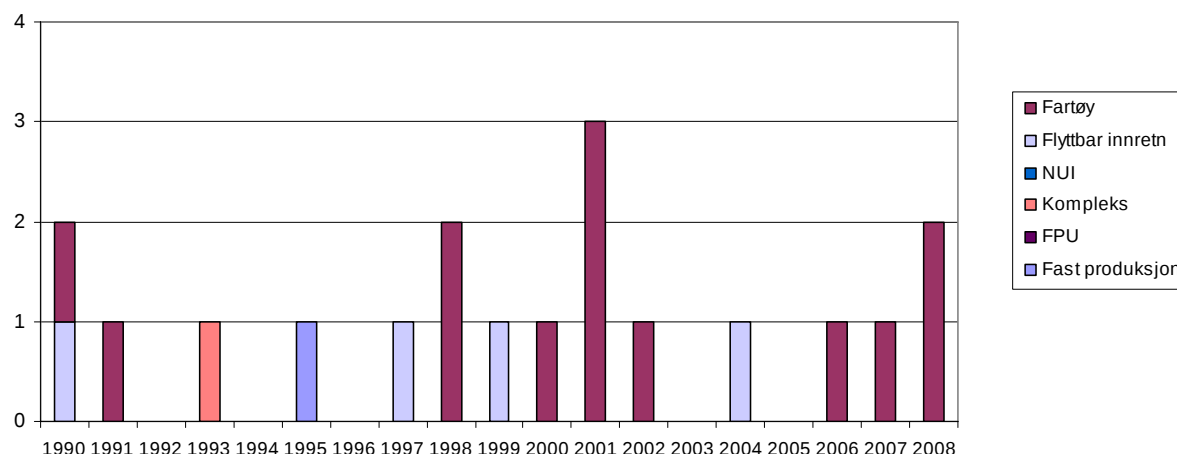
### 10.3 DFU13 Mann over bord

"Mann over bord" er en DFU-hendelse for dimensjonering av beredskap for så og si alle innretninger på norsk sokkel, i forbindelse med arbeid over sjø. Det er også en DFU som har kommet noe i fokus i forbindelse med nytt regelverk og innføring av beredskapssamarbeid i større områder. Det har vist seg over flere år at det er vanskelig å etablere en oversikt over antall tilfeller av personer som faller i sjøen, det viser seg derfor at hendelsene ikke er særlig godt kjent når de ikke har ført til personskader.

Figur 138 viser oversikt over slike hendelser på norsk sokkel siden 1990. Kildene var omtalt i rapporten fra 2001.

I perioden fra 1990 til august 2007 var det ikke omkomne i forbindelse med personer som faller i sjøen, i tilknytning til petroleumsvirksomheten på sokkelen. En person som i 1999 forsvant sporløst fra en produksjonsinnretning er ikke inkludert. I august 2007 falt en person over bord fra Saipem S-7000 i forbindelse med installasjon av bunnramme på Tordis-feltet. MOB-båt ble sjøsatt umiddelbart, men rakk ikke fram til personen i sjøen i tide. Han forsvant i sjøen og ble funnet druknet på sjøbunnen noe seinere.

Gjennomsnittet for perioden er en hendelse per år. I løpet av de siste åtte år har det vært sju hendelser fra fartøy, men bare en hendelse fra flyttbar innretning. Totalt har det i løpet av 19 år inntruffet fire hendelser på flyttbare innretninger og to hendelser har skjedd fra fast produksjonsinnretning, disse to skjedde på første halvdel av 1990-tallet.

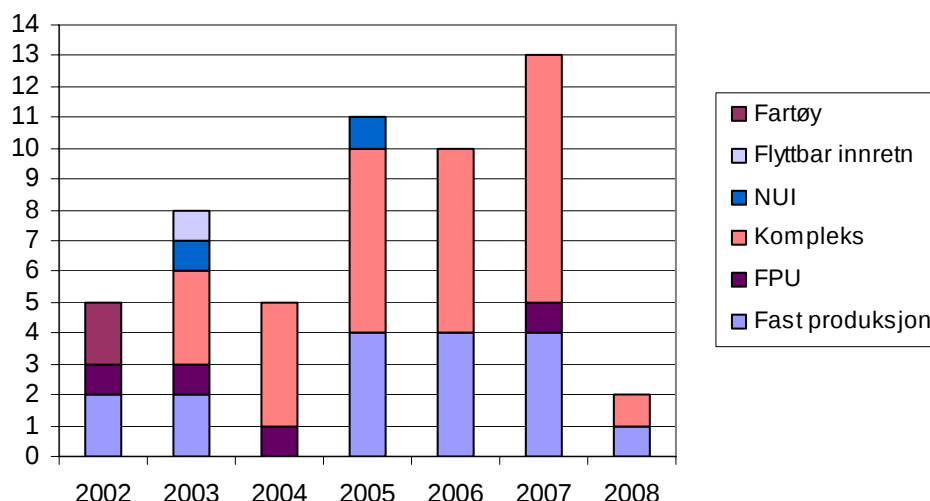


**Figur 138 Antall mann over bord hendelser, 1990-2008**

Figur 138 antyder at det var en periode på slutten av 1990-tallet og like etter år 2000 hvor det var flere hendelser. Antall hendelser per år de siste årene synes å være på et stabilt nivå, men det er for lite data til å kunne påvise en statistisk holdbar trend. Heller ikke om en normaliserer frekvensene ut fra eksponeringsdata blir det noen merkbar trend.

### 10.4 DFU16 Full strømsvikt

Full strømsvikt er en relevant DFU-hendelse for dimensjonering av beredskap for mange innretninger på norsk sokkel. Særlig for flytende innretninger kan dette være en kritisk hendelse i forhold til å opprettholde kontrollert posisjonering og eventuelt retning. Full strømsvikt vil i en del tilfeller kunne medføre nedblåsning av prosessanlegget og aktivisering av brannvann, som kan gi opphav til situasjoner med forhøyet risiko på enhver produksjonsinnretning. Det er slik sett en hendelse som det kan være grunn til å fokusere på.



**Figur 139 Antall hendelser med full strømsvikt, 2002-2008**

Følgende kriterier er definert for utvelgelse av aktuelle hendelser i denne kategorien:

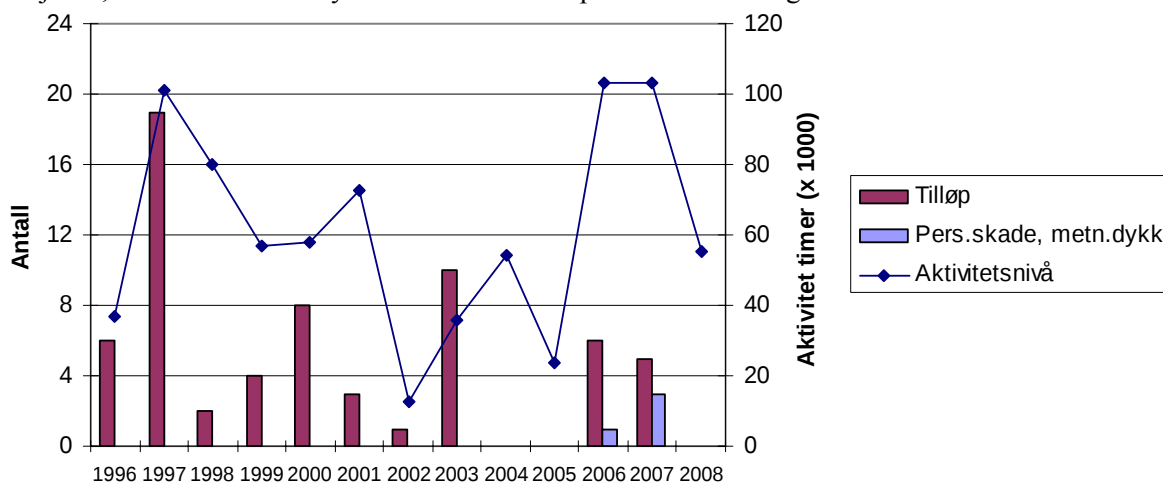
- Alle hendelser som tilfredsstiller følgende kriterier:
  - o Skip med DP: Full kraftsvikt til DP
  - o Alle: Bortfall av hovedkraft med påfølgende svikt i start av nødgenerator. Kraft til essensielle sikkerhetssystemer tilgjengelig (normalt UPS basert kraft)

Det var en stigende trend fra 2002 til 2007, mens det er kun to hendelser rapportert for 2008.



### 10.5 DFU18 Dykkerulykker

Figuren under viser utviklingen for metningsdykking. Antall rapporterte tilløp var sterkt varierende fram til 2003, i perioden 2003-05 var det ikke rapportert verken skader eller tilløp. I 2006 og -07 var det mindre alvorlige personskader og tilløp knyttet til metningsdykk, mens det ikke har vært slike hendelser i 2008. I perioden helt siden 1997 har aktivitetsnivået vist en fallende trend, med betydelige variasjoner, mens det er det høyeste aktivitetsnivå i perioden i 2006 og 2007.



**Figur 140 Antall dykkerhendelser og aktivitetsnivå, metningsdykk, 1996-2008**

For overflateorientert dykking har det vært liten aktivitet og svært få hendelser i hele perioden, i 2007 var det 375 dykkertimer og 0 hendelser.

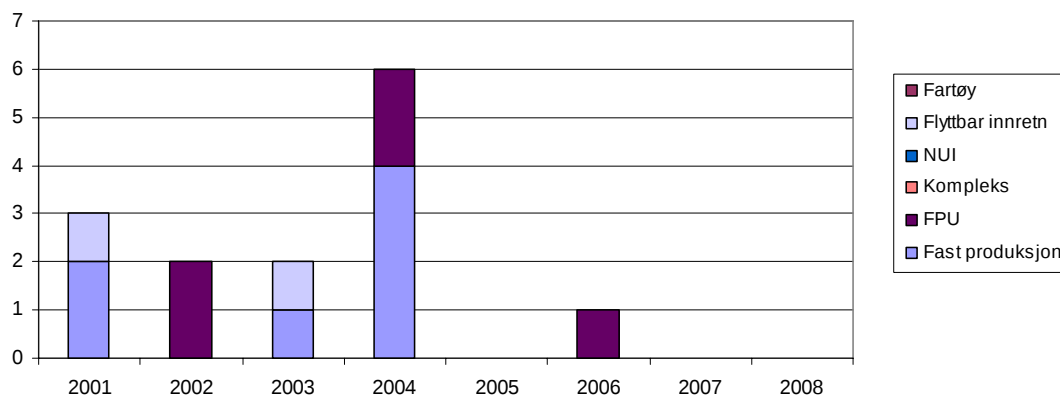
### 10.6 DFU19 H<sub>2</sub>S utslipp

H<sub>2</sub>S utslipp er en DFU-hendelse for dimensjonering av beredskap for mange innretninger på norsk sokkel, og er slik sett en hendelse som er av betydning for sikkerhet på norsk sokkel. Fra andre sokler er det kjent at store H<sub>2</sub>S utslipp kan resultere i dødsulykker.

Følgende kriterier er definert for utvelgelse av aktuelle hendelser i denne kategorien:

- Alle med potensial for å gi helseskade.

Antallet rapporterte hendelser for perioden fra 2001 er vist i Figur 141. Det har vært betydelig variasjoner av antall hendelser. De første fire årene var det i overkant av tre hendelser per år i gjennomsnitt, mens det de siste fire år kun har vært en hendelse i 2006. Det kan antydes at det er blitt færre hendelser.



**Figur 141 Antall H<sub>2</sub>S-utslipp, 2001-2008**



## 10.7 DFU21 Fallende gjenstand

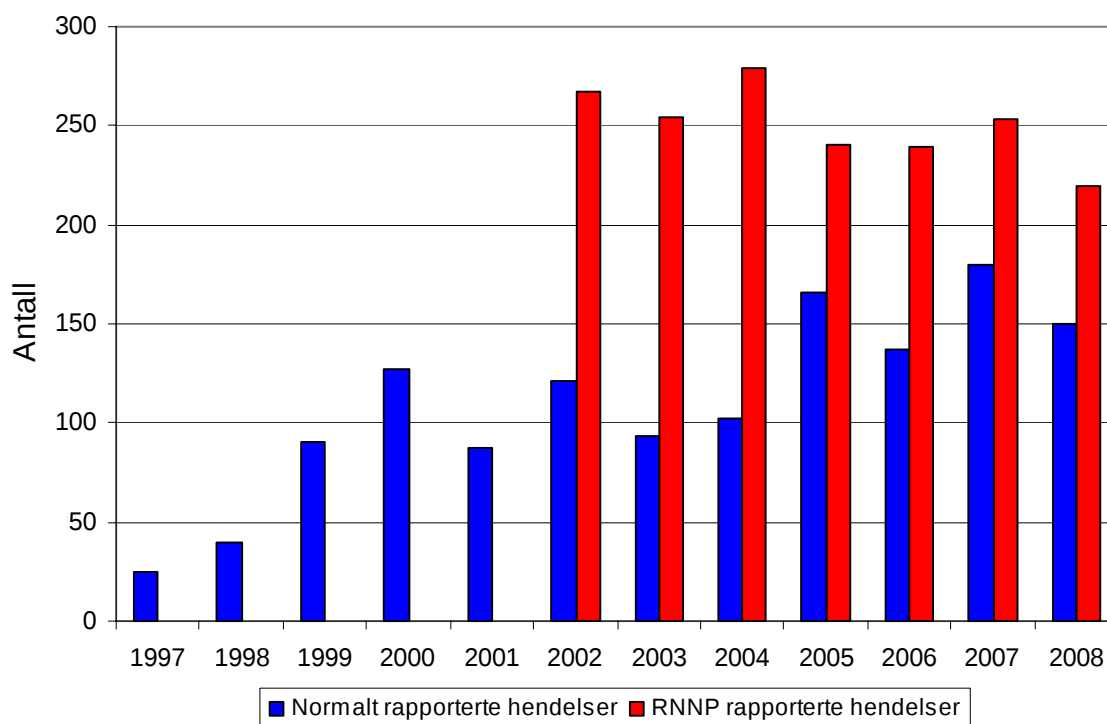
### 10.7.1 Oversikt

Gjeldende regelverk for varsling og melding av hendelser er Opplysningspliktforskriften § 11. Det er ingen klare retningslinjer for rapportering av DFU 21 fallende gjenstand, noe som har ført til ulik rapportering mellom operatører og innretninger.

DFU 21 fallende gjenstand omfatter fra 2002 hendelser hvor en gjenstand faller over null meter innenfor innretningenes sikkerhetssone, enten på dekk eller i sjøen med potensial til å utvikles til en ulykke. Det vil si at hendelser hvor en gjenstand glir eller triller, eller hendelser hvor en gjenstand har potensial til å bli en fallende gjenstand ikke er inkludert. Vurdering av DFU 21 innbefatter vurdering av bemanning, involvert arbeidsprosess, energi (vekt og fallhøyde) og barrierebrudd. Målet er å være i stand til å vurdere potensialet i hendelsene.

Figur 142 viser antall hendelser med fallende gjenstand i perioden 1997-2008. Antall hendelser i perioden 1997-2008 (blå farge) er hendelser som normalt rapporteres til Ptil, dvs. meldingspliktige hendelser, varslingspliktige hendelser og hendelser som verken er meldings- eller varslingspliktige. Strukturen i Ptils interne hendelsesdatabase ble endret i 2002, og derfor er ikke hendelsene i 2002 direkte sammenlignbare med hendelsene i perioden 2003-2008. Antall hendelser i perioden 2002-2008 (rød farge) er hendelser rapportert i RNNP kvalitetssikret mot normalt rapporterte hendelser.

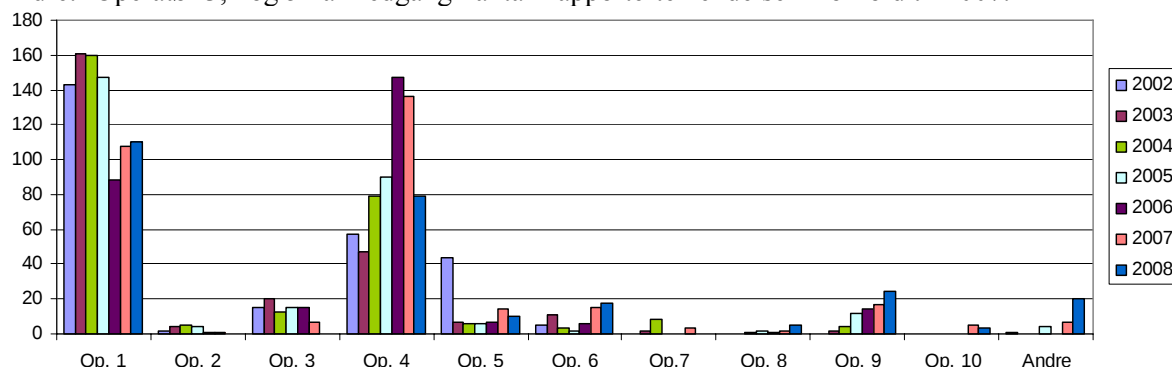
Gjennomsnittlig antall normalt rapporterte hendelser (blå farge) i perioden 1997-2008 er 110 hendelser. Dette gjennomsnittet har hatt konstant økning siden 1992. I perioden 2002-2008 har gjennomsnittlig 250 hendelser blitt rapportert til RNNP hvert år. Nivået på årlig antall RNNP-rapporterte hendelser har vært omtrent konstant siden oppstart i 2002. Antall rapporterte hendelser har minket i begge kategorier fra 180 normalt rapporterte og 253 rapportert til RNNP i 2007, til henholdsvis 150 og 221 hendelser rapportert i 2008.



**Figur 142** Antall hendelser klassifisert som fallende gjenstand i perioden 1997-2008



Figur 143 viser en oversikt over antall rapporterte hendelser per operatørselskap i perioden 2002-2008. 10 selskaper er blitt valgt ut på grunn av størrelse, og de resterende mindre selskap er kategorisert i 'Andre.' Operatør 3,4 og 5 har nedgang i antall rapporterte hendelser i forhold til 2007.

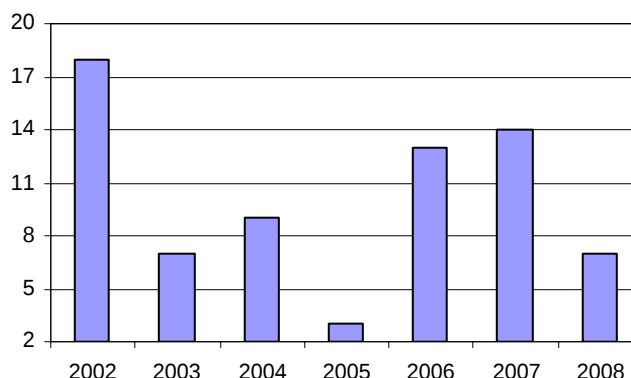


**Figur 143 Oversikt over antall rapporterte hendelser per operatørselskap, 2002-2008**

En fallende gjenstand kan resultere i personskade, materiell skade, produksjonsstans, eller en kombinasjon av disse. Siden 2002 har to dødsfall (17.4.2002 på Byford Dolphin og 1.11.2002 på Gyda) og 71 personskader blitt registrert relatert til fallende gjenstand.

Figur 144 viser en oversikt over antall personskader i perioden 2002-2008. Antallet personskader rapportert i forbindelse med fallende last er redusert betydelig fra 2007.

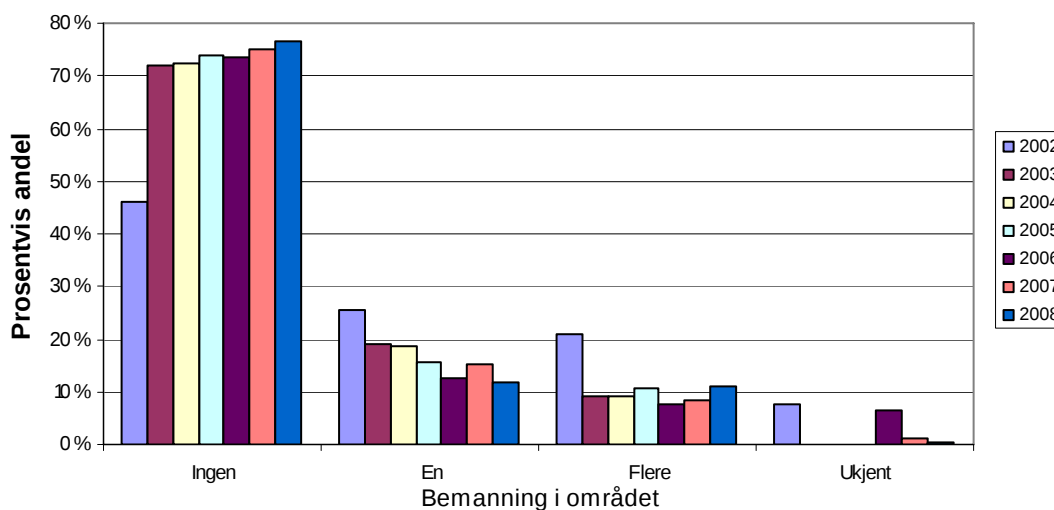
Fra og med 2002 omfatter DFU 21 en vurdering av bemanning, involvert arbeidsprosess, energi (vekt og fallhøyde) og barrierebrudd. Målet er å være i stand til å vurdere potensialet i hendelsene.



**Figur 144 Antall personskader per år, 2002-2008**

Hendelser registrerte under DFU 21 Fallende gjenstand har potensial til å resultere i personskade. Figur 145 viser registrert bemanning i området hvor gjenstanden treffer i perioden 2002-2008. Bemanningsfordelingen er Ingen, En, Flere eller Ukjent.

I 76,6 % av tilfellene i 2008 er det ingen personer i området. Potensialet for skade er her begrenset. For de resterende 23,4 %, er det en eller flere personer i området, og potensialet er dermed relativt stort avhengig av type objekt, fallbane, energi (vekt og fallhøyde), osv.



**Figur 145 Bemanning i området hvor gjenstanden treffer, 2002-2008**

I tillegg til direkte skade på personell, kan det oppstå kritiske følgeskader hvis en fallende gjenstand fører til lekkasje på hydrokarbonførende utstyr. Ingen hendelser klassifisert som DFU 21 har ført til lekkasjer på hydrokarbonførende systemer i 2008.

## 10.7.2 Hendelsesindikatorer

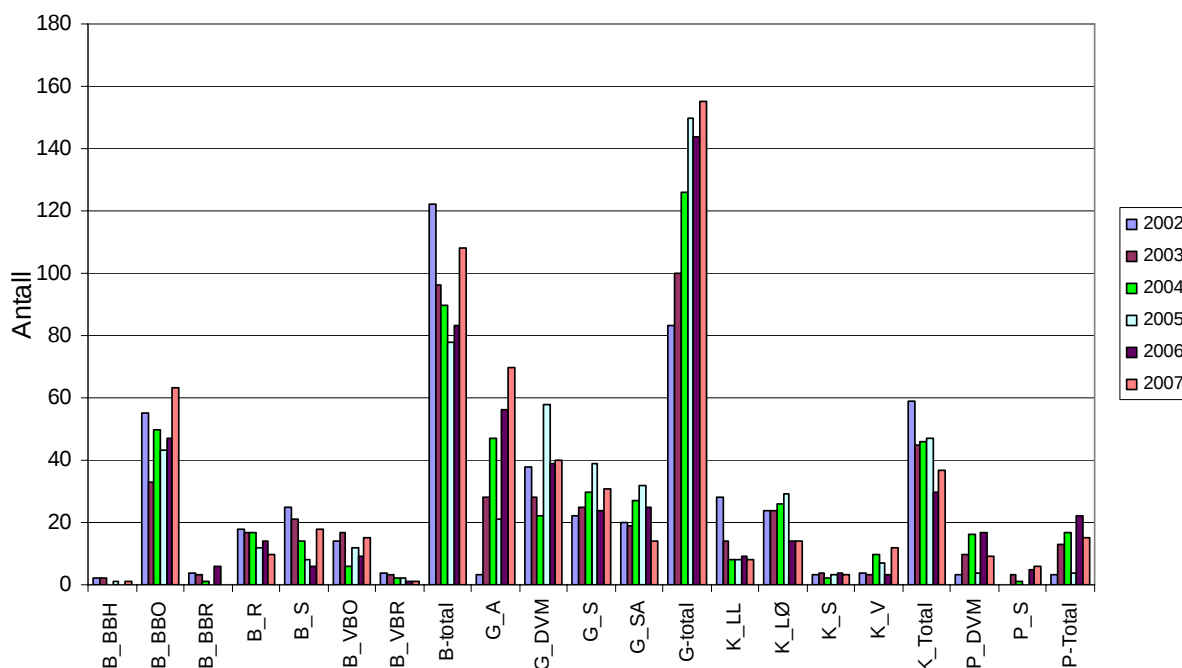
I de påfølgende kapitlene vurderes indikatorene arbeidsprosesser og energiklasse.

### 10.7.2.1 Arbeidsprosesser

Figur 146 viser hvilken arbeidsprosess som pågikk da hendelsen inntraff eller som forårsaket at hendelsen inntraff. Det benyttes en inndeling av arbeidsprosesser som presentert i Tabell 17.

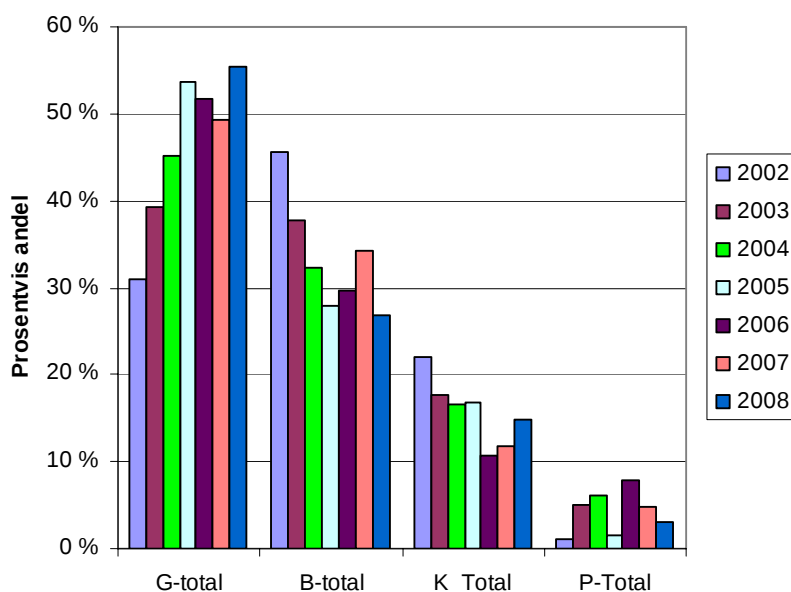
Det er arbeidsprosesser som ikke er borerelatert, kranrelatert eller prosessrelatert (G\_total) som involveres i flest hendelser i 2008, og de foregående årene tilbake til 2003. Som Figur 147 viser utgjør de 55,4% av alle hendelsene i 2008. Antall hendelser relatert til denne arbeidsprosessen variert rundt 150 de siste tre årene. For 2008 er det arbeidsprosesser relatert til G\_A (annet) og G\_DVM (drift, vedlikehold og modifikasjon) som er de største bidragsyterne.

Borerelaterte arbeidsprosesser (B\_total) har relativt mange hendelser også i 2008. 2008 er det året med nest høyest antall hendelser siden 2002. Arbeidsprosesser relatert til boring og brønn på boredekk eller i boreområdet er fortsatt den største bidragsyteren. Som Figur 147 viser utgjør borerelaterte arbeidsprosesser 26,8% av alle hendelsene i 2008.



**Figur 146 Arbeidsprosesser, 2002-2008**

Innenfor prosessrelaterte arbeidsoperasjoner (P\_total) skjer de fleste hendelsene i forbindelse med vedlikeholdsoperasjoner.



**Figur 147 Prosentvis andel av hendelsene fordelt på arbeidsprosesser, 2002-2008**

Figur 147 viser hvilken andel av det totale antall hendelser hver arbeidsprosess bidrar med. Siden 2003 har kategori G bidratt med flest hendelser. Hendelser som involverer boreprosesser har det nest høyeste bidrag, men fra 2007 til 2008 er andelen minnet betraktelig, fra 108 rapporterte hendelser i 2007 til 73 i 2008. Dette tilsvarer en nedgang på 30 %.

Antallet prosessrelaterte hendelser har minnet fra 15 i 2007 til 9 i 2008, en nedgang på 40 %. Kranrelaterte hendelser og hendelser som verken kan knyttes til kran, prosess eller boring (kategori G) er nesten uendret fra 2007 til 2008.



**Tabell 17 Arbeidsprosesser**

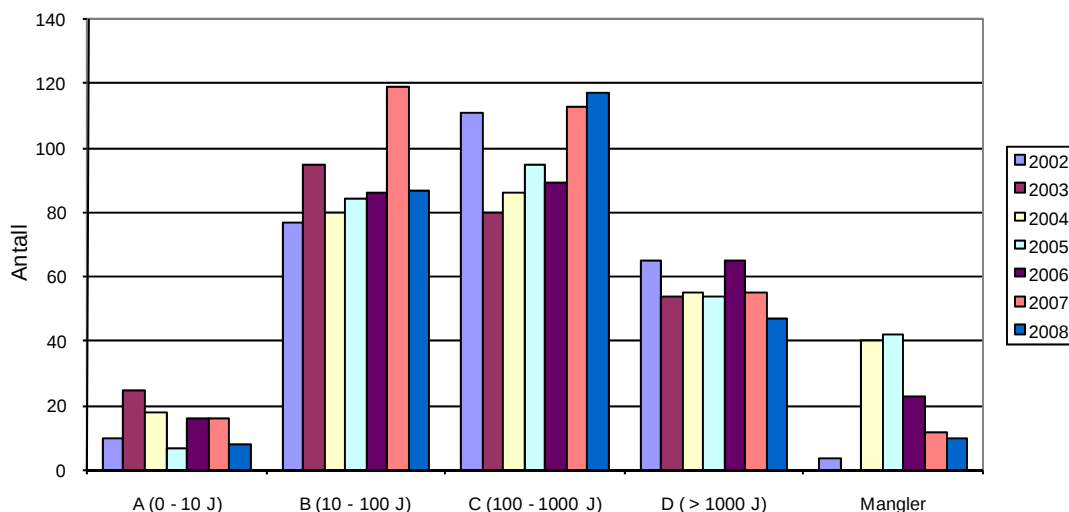
| Arbeidsprosesser                                                                  | Kode  | Kommentar                                                                                                                                                                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Borerelaterte arbeidsprosesser                                                    | B_BBO | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til boring og brønn på boredekk eller i boreområdet                                                                                   |
|                                                                                   | B_BBR | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til boring og brønn i brønnhodeområdet                                                                                                |
|                                                                                   | B_BBH | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til boring og brønn som fører til fallende gjenstand på havbunnsannlegg                                                               |
|                                                                                   | B_R   | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til transport av utstyr for bruk i bore- og brønnoperasjoner på rørdekk og mellom rørdekk og boredekk                                 |
|                                                                                   | B_VBO | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til vedlikehold i boretårn og på boredekk eller i boreområdet                                                                         |
|                                                                                   | B_VBR | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til vedlikehold som fører til fallende gjenstand i brønnhodeområdet, inkludert havbunn                                                |
|                                                                                   | B_S   | Inkluderer struktur (passiv) som boretårn og boredekk med tilhørende permanent utstyr                                                                                      |
| Kranrelaterte arbeidsprosesser                                                    | K_LL  | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til lasting eller lossing mellom innretninger eller mellom en innretning og et fartøy.                                                |
|                                                                                   | K_LØ  | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til løft internt på innretningen                                                                                                      |
|                                                                                   | K_V   | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til Vedlikehold av kran                                                                                                               |
|                                                                                   | K_S   | Inkluderer struktur (passiv) som kranstruktur                                                                                                                              |
| Prosessrelaterte arbeidsprosesser                                                 | P_DVM | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til drift, vedlikehold og modifikasjon som ikke kan relateres til bore- og brønnoperasjoner eller kranhendelser                       |
|                                                                                   | P_S   | Inkluderer struktur (passiv) som prosessutstyr/hydrokarbonførende utstyr                                                                                                   |
| Arbeidsprosesser som ikke kan relateres til boreoperasjoner eller kranoperasjoner | G_DVM | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til drift, vedlikehold og modifikasjon som ikke kan relateres til bore- og brønnoperasjoner, kranoperasjoner eller prosessoperasjoner |
|                                                                                   | G_SA  | Inkluderer arbeidsprosesser relatert til bruk av stillas                                                                                                                   |
|                                                                                   | G_S   | Inkluderer struktur (passiv) med unntak av struktur tilhørende bore- og brønnoperasjoner, kranoperasjoner eller prosessoperasjoner                                         |
|                                                                                   | G_A   | Inkluderer arbeidsprosesser som ikke dekkes over                                                                                                                           |

## 10.7.2.2 Energiklasser

I dette kapittelet måles potensialet her ved bruk av energiklasser ((0-10 J), (10-100 J), (100-1kJ) og (over 1kJ)) en gjenstand har i det den lander.

I Figur 148 framstilles antall hendelser per energiklasse per år i perioden 2002-2008. Kategorien "ukjent" er ytterligere redusert i 2008 sammenlignet med de foregående årene, noe som forsterker inntrykket av at det er bedre rapportering av hendelsene. Med "ukjent" menes hendelser hvor en mangler opplysninger om fallhøyde eller vekt på gjenstanden.

I 2008 er 3,0 % av totalt antall hendelser i energiklasse (0-10) J. Hendelser i denne kategorien er av type "skiftenøkkel falt ned på boredekk" og "bolt falt ned fra ny traverskran". Det vil si at det i all hovedsak er gjenstander med liten vekt (< 1 kg) og fallhøyde (< 10 meter) som inngår i denne kategorien. Dersom gjenstandene treffer personell kan de medføre skade eller dødsfall avhengig av treffsted, mens de ikke kan medføre store materielle skader.



**Figur 148 Fallende gjenstand fordelt på energiklasse, 2002-2008**

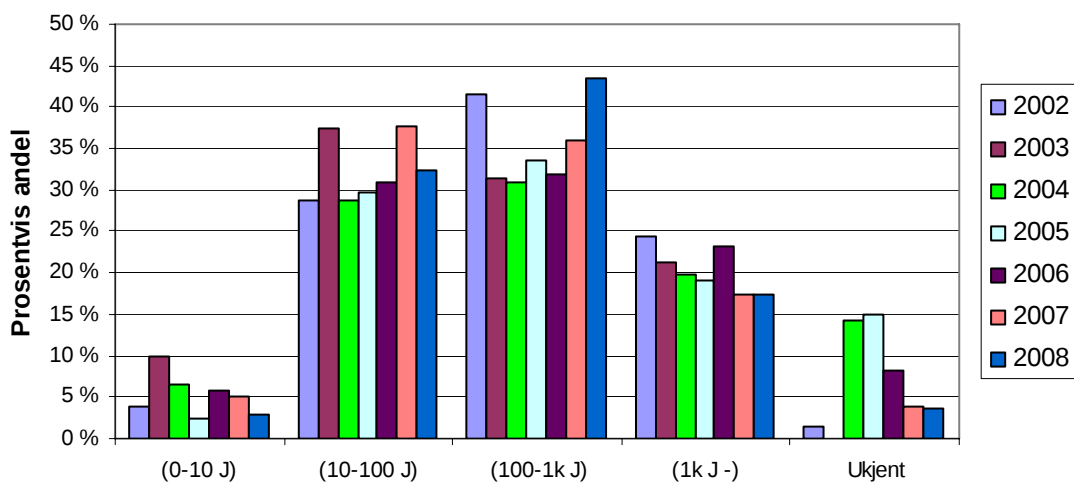
32,3 % av hendelsene i 2008 inngår i energiklasse (10-100) J. Hendelsene i denne kategorien er av type "isolasjonskasse falt ned på gangvei" og "skiftenøkkel falt 7 meter fra kran". Gjenstandene har en vekt på mellom 0-5 kg, mens det er stor variasjon i fallhøyde. Hvis gjenstandene treffer personell vil de kunne medføre dødsfall, og de vil kunne medføre lokale materielle skader.

43,5 % av hendelsene i 2008 inngår i energiklasse (100-1000) J. Det er stor variasjon i hendelsene i denne kategorien både når det gjelder vekt og fallhøyde. I tillegg til å skade personell vil slike hendelser kunne medføre materielle skader, men sjelden penetrere dekk og tak.

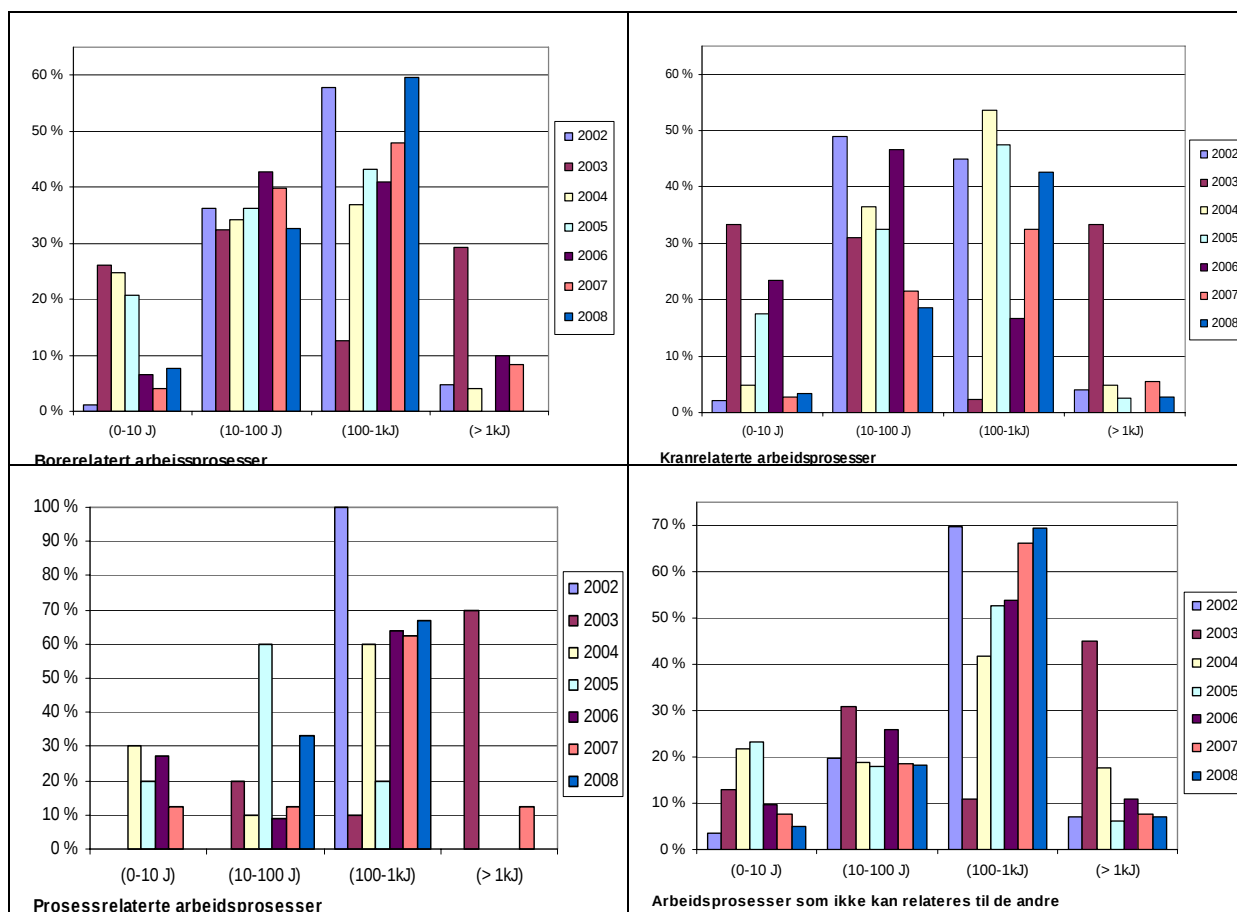
Den største energiklassen er fra 1 kJ og over, og utgjør 17,5 % av hendelsene i 2008. I denne kategorien inngår hendelser som "container falt 4 meter ned på dekk". Dette er hendelser som kan medføre betydelige materielle skader, avhengig av treffsted, og driftsstans i tillegg til at de har potensial for å skade flere personer.

I Figur 149 framstilles prosentvis andel per energiklasse per år i perioden 2002-2008.

I Figur 150 framstilles viser andelen av hendelser for hver energiklasse fordelt på de fire arbeidsprosesskategorier. For borerelaterte arbeidsprosesser er det en ganske jevn fordeling over energiklassene. For kranrelaterte prosesser er det en høyere konsentrasjon for hendelser med energi høyere enn 1000 J. De to siste kategorier har en høy konsentrasjon av hendelser i de midterste energiklasser.



Figur 149 Prosentvis andel fordelt på energiklasser, 2002-2008



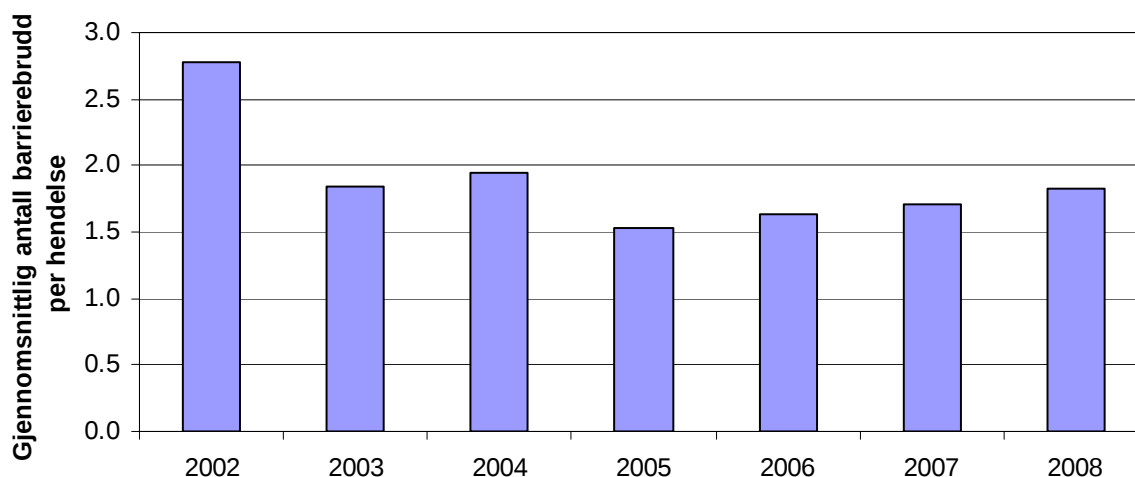
Figur 150 Prosentvis andel av hendelsene relatert til arbeidsprosesser per energiklasse, 2002-2008



## 10.7.3 Barrierer, barriereelementer og påvirkende forhold

Diskusjonen i dette kapittelet er basert på hendelsesbeskrivelser, innrapporterte barrierebrudd og resultater i granskingsrapporter. Her benyttes begrepet "barriere" med følgende vide tolkning: "Alle systematiske, fysiske og administrative vern som finnes i organisasjonen og på den enkelte arbeidsplass for å forhindre at det oppstår, eller for å begrense konsekvensene av feil og feilhandlinger" (J.P. Bento, 2002). Eksempler på barrierer er prosedyrer, organisering, teknisk utforming, osv.

Figur 151 viser gjennomsnittlig antall barrierebrudd per hendelse.



**Figur 151** Gjennomsnittlig antall barrierebrudd per hendelse, 2002-2008

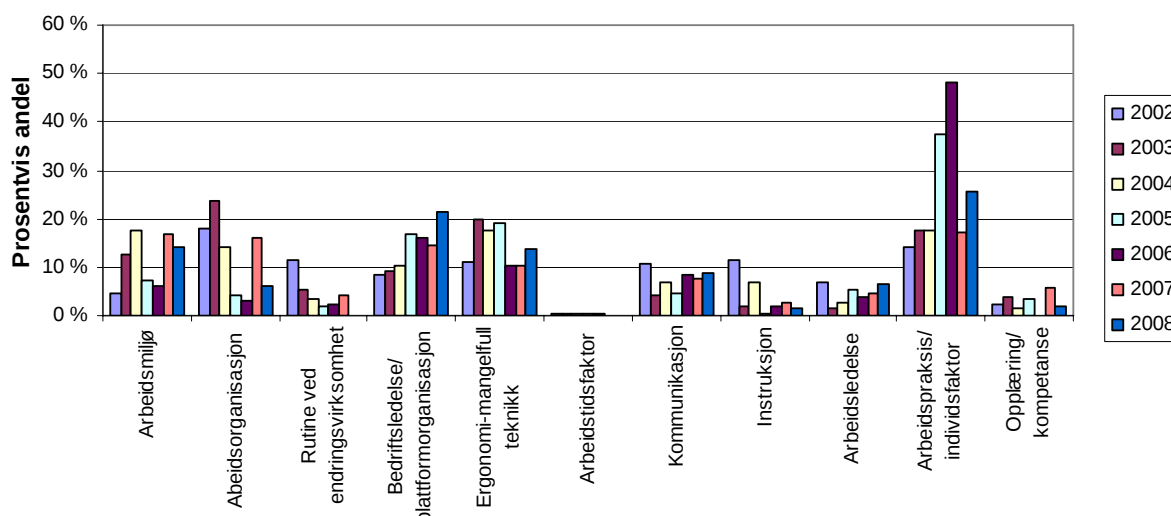
Antall barrierebrudd per hendelse er redusert fra 2,8 i snitt i 2002 til 1,8 i snitt i 2008.

Oversikt over barrierebrudd for fallende gjenstand for perioden 2002-2008 er vist i Figur 152.

Som en ser av figuren over er dominerende årsaker for hendelser i 2008 følgende:

- Arbeidspraksis/individfaktor
- Bedriftsledelse/Plattformorganisasjon
- Arbeidsmiljø
- Ergonomi-mangelfull teknikk

"Arbeidspraksis/individfaktor" dekker manglende bruk av prosedyrer eller avvik fra disse, manglende forberedelser og egenkontroll, og individsfaktor slik som trøtthet, sykdom, motivasjon med mer. Denne hadde en markant økning i 2006, men er nå tilbake på nivå med de andre årene. En har grunn til å tro at det høye antallet i 2006 skyldes i all hovedsak at det kan være vanskelig å kategorisere barrierebruddene entydig. Dette gjelder spesielt barrierebrudd rapportert gjennom RNNP, og hvor det ikke er gjennomført granskninger.



**Figur 152 Oversikt over barrierebrudd for DFU21 fallende gjenstand, 2002-2008**

Med "bedriftsledelse/plattformorganisasjon" menes for eksempel mangelfullt vedlikeholdsprogram, kvalitetssikringsprogram og testprogram, mangelfull erfaringsoverføring og risikoanalyse mv.

Med "arbeidsmiljø" menes mangelfull belysning eller dårlig sikt, manglende rengjøring, trangt eller stressende arbeidsmiljø, ubekvem temperatur eller fukt, sterk vind eller høye bølger eller høyt lydnivå. I 2008, som i 2007, er det mange hendelser som grunngir sterk vind som en årsak til at hendelsen inntraff.

Med "ergonomi – mangelfull teknikk" menes manglende eller dårlig indikering, manglende eller dårlig merking av komponenter, vanskelig tilgjengelighet, dårlig ergonomi eller teknisk løsning. Den største andelen hendelser som inngår i denne kategorien kan relateres til teknisk utforming.

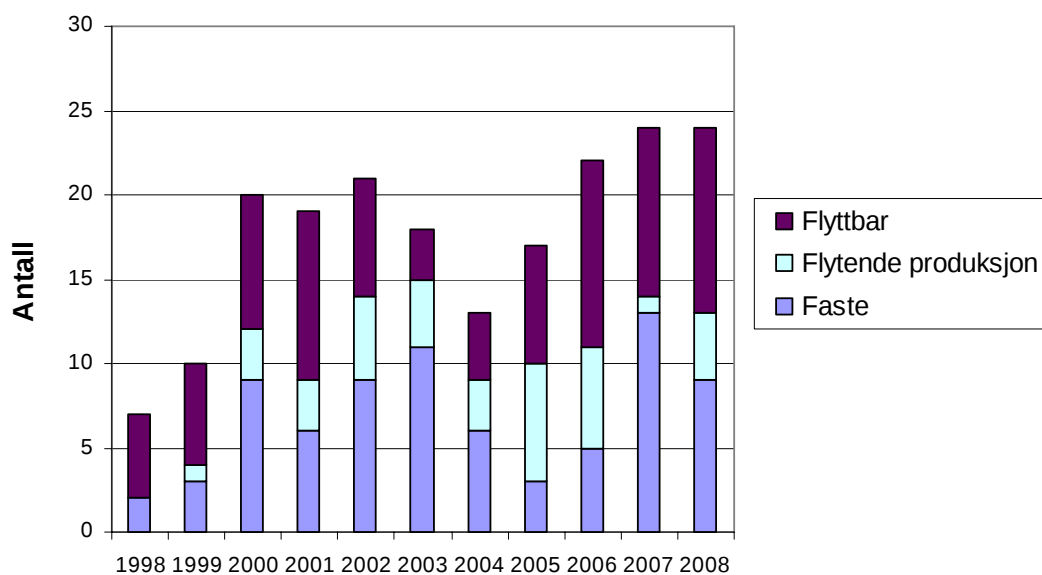
Det er og verd å merke seg at "arbeidstidsfaktor" som dekker omfattende overtid, trøtthet og stress svært sjelden blir registrert som en årsak til en hendelse i perioden 2002-2008.

### 10.7.4 Bolter

Datagrunnlaget og representativiteten av dataene er drøftet i fase 4 rapporten side 105-106, og anses som gyldige også i år.

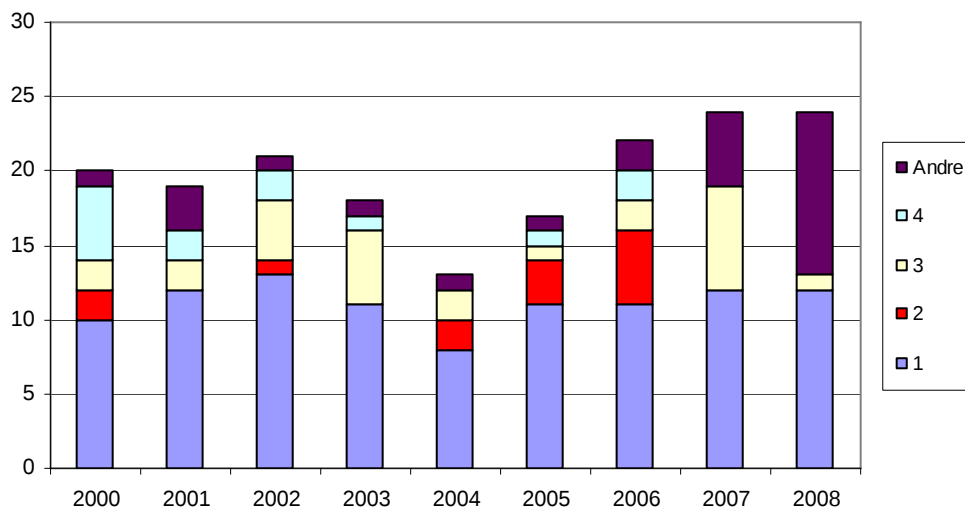
For å få bedre kontroll med hendelsene knyttet til bolter, har vi i 2004, 2005 og 2006 foretatt kompetanseoppbygging, hatt flere møter med operatører og utført tilsyn. Vi har videre gjort en gjennomgang av hendelser de siste årene og klassifisert dem. I 2008 har vi deltatt i et standardiseringsarbeid som drives av DNV hvor formålet er å utarbeide beste praksis for spesifikasjon, installasjon og inspeksjon av bolter og vi arbeidet videre med å systematisere årsakene til alle boltehendelsene.

Figur 153 illustrerer utviklingen i antall rapporterte hendelser på sokkelen, og som er rapportert til Ptil. Antall hendelser knyttet til bolter har variert noe rundt et stabilt middelnivå i perioden 2000 til 2006. Antallet i 2007 og 2008 er de høyeste som er registrert, men det er for tidlig å si om det er variasjoner rundt det stabile nivået, eller starten på en økende trend. Forholdet mellom de ulike typer innretninger er stort sett stabilt, der de flyttbare og flytende er i overvekt også i forhold til antall innretninger av hver type.



**Figur 153** Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 2000-08, fordelt på innretningstype

Av Figur 154 ser en at nytt av året er at så mange av hendelsene kommer hos de små operatørene, mens de større operatørene ("1"- "4" i figuren) har forbedring eller en stabil utvikling.



**Figur 154** Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 2000-08, fordelt på operatører



## 11. Overordnet vurdering av risikonivå

### 11.1 Status

Risikonivåarbeidet søker å belyse utviklingen i risikonivået ved hjelp av parallelle tilnærminger ved bruk av ulike former for statistiske risikoindikatorer og samfunnsvitenskapelige metoder til kartlegging av risikonivå, opplevd risiko, atferd og kultur.

#### 11.1.1 Datakvalitet

Datakildene som danner basis for indikatorene vi benytter er heftet med usikkerhet i varierende grad. Det kan for eksempel dreie seg om underrapportering eller feilrapportering av hendelser. I risikonivåarbeidet søker en å redusere effektene av eventuell underrapportering ved å legge inn rapporteringsgrenser for hendelsesrelaterte indikatorer. For eksempel er det bare hydrokarbonlekkasjer større enn 0,1 kg/sek som inkluderes i statistikken. Slike lekkasjer er store og vil under normale omstendigheter være synlige og resultere i alarm/mønstring på innretningen. Tilsvarende fokuseres det primært på alvorlige personskader i prosjektet. Dette er større skader som det vil være vanskelig å la være å rapportere. Ved bruk av slike "grenseverdier" mener vi at eventuell feilkilder ikke vil endre på våre vurderinger og konklusjoner.

#### 11.1.2 Bruk av risikoindikatorer

Det har i lang tid vært benyttet risikoindikatorer i norsk petroleumsvirksomhet. Disse har i hovedsak vært fokusert på arbeidsulykker. I tillegg har enkelte indikatorer som reflekterer storulykkesrisiko vært i fokus, så som frekvens av hydrokarbonlekkasjer og antall branner, men på en lite systematisk måte.

Dette arbeidet har som målsetting å reflektere en større del av risikobildet. Inneværende fase (fase 9) er i all hovedsak en videreføring av fase 8. I 2009 har vi gjennomført en intervjurunde med representanter fra sikkerhetsforum, L-8 og noen andre ressurspersoner i næringen. Hovedhensikten var å få deres vurdering av utviklingen i risikonivået de siste fem årene.

For de DFUer som har storulykkespotensial vil ulykkesforebygging være avhengig av at en forebygger mot tilløp til ulykker samt ytelsen av de barrierer som er installert for å beskytte mennesker, miljø og materielle verdier. Effekten av barrierer i storulykkesammenheng er omtalt nærmere i kapittel 7.

Kvaliteten på rapporterte data fra aktørene er økende. Dette begrunnes blant annet med fokus på data i næringen, rapporteringskrav i forbindelse med risikonivåprosjektet og barrierenes sentrale posisjon i HMS regelverket for petroleumsvirksomheten.

Det registreres fremdeles mangler i granskinger gjennomført i forbindelse med hendelser, spesielt er det lite erfaringsdata om funksjon og ytelse av sikkerhets- og beredskapsbarrierer, samt bakenforliggende årsaker, særlig knyttet til menneskelige og organisatoriske faktorer.

Der er til stede et betydelig forbedringspotensial når det gjelder bruk av erfaringsdata i risikostyring. Hovedansvaret for bruk av erfaringsdata ligger i næringen, men myndighetene har også et ansvar for å påse at utviklingen går i riktig retning.

#### 11.1.3 Statistisk risikonivå, storulykker

I pilotprosjektet ble det definert et sett med indikatorer for storulykkesrisiko, og det ble vist hvordan disse kan benyttes til å bedømme status og trender for risiko. I de følgende prosjektfasene har en utviklet disse indikatorene videre slik at grunnlaget for konklusjonene er blitt mer robust.



### 11.1.4 Kvalitative indikatorer og vurderinger

De kvalitative metodene benyttet i RNNP har variert over årene. For 2008/2009 ble det besluttet at en skulle benytte seg av intervjuer av sentrale ressurspersoner i næringen med tanke på å få frem deres vurdering av utvikling i risikonivå de siste fem årene. Det ble valgt å intervju medlemmer av Sikkerhetsforum og L-8, samt andre ressurspersoner i petroleumsvirksomheten.

I årene 2001- 2003 ble det gjennomført tilsvarende intervjuer med Sikkerhetsforums medlemmer og sentrale fagpersoner innen HMS i petroleumsvirksomheten. I løpet av de siste årene har det skjedd store strukturelle, teknologiske og organisatoriske endringer i bransjen.

De store endringene i næringen siden siste intervjurunde for fem år siden dreier seg blant annet om følgende; et endret aktørbilde med flere operatørselskaper og mange nye entreprenørselskaper, fusjonen mellom Statoil og Hydro, innføring av integrerte operasjoner, søknader om levetidsforlengelse for innretninger som fører til betydelig behov for modifikasjon og vedlikehold, finanskrisen og fallende oljepris, samt mangel på fagkompetanse i petroleumsvirksomheten.

Til sammen 21 personer ble intervjuet. Intervjuene ble gjennomført i januar og februar 2009.

#### *Positiv utvikling i risikonivået*

Både representanter fra arbeidsgiversiden, fagforeningene og myndighetene opplever at det har vært en positiv utvikling i bransjen de siste fem årene, til tross for at utviklingen har flatet ut uten de dramatiske forbedringene. De fleste påpeker at det er mer fokus på HMS i forhold til tidligere, og at det er skapt en kultur for å jobbe sikkert. Det er en nedgang i hendelser i forhold til sentrale indikatorer, spesielt nevnes gasslekkasjer og brannhendelser. Andre positive forhold som nevnes er; økt fokus på og utvidet forståelse for storulykkesrisiko, mer systematisk læring hos ledelsen for å unngå storulykker, økt fokus på kjemisk helsefare, bedre risikovurderinger gjennom felles rutiner og prosedyrer. Sist men ikke minst så blir partssamarbeidet understreket av alle som en nøkkel til stadig forbedring på sikkerhetsområdet, og da særlig Sfs og Sikkerhetsforum.

Sett fra landanleggenes ståsted så sier også L-8 representantene at det har vært en positiv utvikling når det gjelder risikoutviklingen. Den positive utviklingen består av at det er høyere ambisjoner for landanlegg - med økt ledelsesfokus og en mer entydig HMS-prioritering. Det er imidlertid forskjell på anlegg bygget på 60-tallet i forhold til nybygde anlegg, og at på de nye anleggene så oppleves risikoen å være mindre.

#### *Viktige HMS-utfordringer i dag og fremover*

De utfordringene som informantene trakk frem som spesielt viktige og som næringen og myndighetene bør ta tak i er; ledelse og risikoforståelse, mangel på kompetanse, endret aktørbilde, etterlevelse av prosedyrer og vedlikeholdsstyring av gamle anlegg

Selv om man i bransjen er blitt flinkere til å fokusere på storulykkesrisiko og har en mer systematisk tilnærming for å lære av alvorlige ulykker, så er det fortsatt behov for å bli flinkere her. Næringen som helhet må bli flinkere til å lære av hendelser. Dette er også et tema som Ptil er svært opptatt. I granskninger etter storulykker så er manglende etterlevelse av prosedyrer en gjenganger ifølge Ptil.

En annen svært viktig HMS-utfordring som *alle* parter, operatørselskaper og entreprenørselskaper fremhever er mangel på kompetanse beskrevet som på grunn av manglende opplæring og kursing særlig hos entreprenøransatte. Det er en bekymring i bransjen om at mangelfull fokus på HMS og utilstrekkelig opplæring kan føre til negative HMS-konsekvenser.

Endring i aktørbildet gjennom StatoilHydro fusjonen, og at flere mindre oljeselskaper er blitt en del av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel kan bli en utfordring fremover. Ptil har en viktig tilsynsrolle



særlig overfor de mindre selskapene som har mindre erfaring på sokkelen sammenlignet med de store og erfarne aktørene.

Det er dokumentert at dårlig vedlikehold er et problem på sokkelen (Ptil rapport). Vedlikeholdsstyring i forhold til aldring og levetidsforlengelse vurderes å være en stor sikkerhetsmessig utfordring i dag og fremover.

Til slutt vil vi nevne forbedringsmuligheter rundt RNNPs spørreundersøkelse. Hvis undersøkelsen skal bli et barometer for måling av HMS-tilstanden i norsk oljenæring som Ptil ønsker, må undersøkelsen bedre tilpasses landanleggene, bedre tilpasses et lokalt nivå slik at man kan i verksette tiltak, svarprosenten må opp, og nye spørsmål legges inn som direkte adresser dagsaktuelle utfordringer.

### 11.2 Trender

Trender som diskuteres i dette delkapitlet er basert på normaliserte indikatorer, de fleste er normalisert mot omfang av arbeidstimer. Også enkelte andre parametere for normalisering er benyttet, for eksempel antall brønner boret, når det er snakk om normalisering av antall brønnehendelser.

#### 11.2.1 Storulykker

Fase 9 av prosjektet har videreført kartleggingen av storulykkesrisiko ved hjelp av indikatorer.

Siste storulykke som medførte omkomne var i 1997 i forbindelse med helikopterulykken utenfor Brønnøysund.

Noen indikatorer er med fordi de har betydning for det statistiske risikonivået for ansatte på innretningene, selv om de kun i beskjeden grad er påvirkbare gjennom HMS-styring i næringen. Et eksempel på en slik indikator er antall skip på kollisjonskurs.

Vi søker å belyse risikoen for storulykke bl.a. ved å bruke indikatorer knyttet til DFUer med storulykkespotensial samt den såkalte totalindikatoren som veier hendelsene med potensiell konsekvens knyttet til tap av liv, dersom hendelsen skulle materialiseres. Totalindikatoren er følsom for enkelt hendelser med stort potensial. For eksempel ble bildet i 2004 preget av et fåtall hendelser. I 2005 var der ingen hendelser eller tilløp med tilsvarende stort potensial. Mens i 2006 var det igjen noen få hendelser som bidro sterkt. Fra fase 6 ble det innført et 3 års rullerende gjennomsnitt for totalindikatoren. En slik fremstilling vil jevne ut store årlige variasjoner og vil gi et bedre bilde av utviklingen over tid, spesielt siden totalindikatoren er en beregnet indikator som ikke uttrykker risikonivået eksplisitt.

For produksjonsinnretninger viser totalindikatoren i 2008 en svak økning av 3-års gjennomsnittverdien i forhold til forrige periode. Nivået i siste 3-års perioden er allikevel signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 2001-07. En statistisk signifikant reduksjon kan kalles en reell reduksjon. De statistisk sett viktigste bidragsyterne til storulykkesrisiko på produksjonsinnretninger er hydrokarbonlekkasjer, brønnehendelser og skip på kollisjonskurs.

For flyttbare innretninger er det en større årlig variasjon i rapporterte verdier. Totalindikatoren for flyttbare innretninger, basert på 3 års rullerende gjennomsnitt, viser også en statistisk signifikant reduksjon i siste periode sammenlignet med snittet i perioden 2001-2007. Siste 3-års periode er på samme nivå som forrige periode. På flyttbare innretninger er det konstruksjonsrelaterte hendelser som bidrar mest til storulykkesrisiko.

Totalt sett viser de fleste indikatorer knyttet til DFUer, og knyttet til storulykker, en nedgang fra 2007.



### 11.2.2 Hydrokarbonlekkasjer

Hydrokarbonlekkasjer med storulykkespotensial på norsk sokkel har nesten utelukkende vært gasslekkasjer. Diskusjonen i rapporten vil derfor stort sett fokusere på gasslekkasjer.

Hydrokarbonlekkasjer er en av de DFUene som gir størst bidrag til risiko for tap av liv ved storulykker. Antall lekkasjer i 2008 (12) viser en liten oppgang fra 2007 (10). Antallet lekkasjer i 2008 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 2001-2007. Det var en lekkasje  $> 10\text{ kg/s}$  i 2008. Dette betyr at OLFs gasslekkasjereduksjonsprosjekt ikke klarte å videreføre resultatet fra 2007.

Dersom en sorterer hydrokarbonlekkasjene i perioden 1996-2008 på operatør observeres det at det er signifikante forskjeller i frekvens (antall lekkasjer per plattformår) mellom operatørene. Dette er en klar indikasjon på at det eksisterer et reduksjonspotensial. Forskjellene blir mindre dersom man ser på intervallet 2003-2008.

Sammenliknes antall hydrokarbonlekkasjer  $> 1\text{ kg/s}$  på norsk og britisk sokkel nord for  $59^{\circ}\text{N}$ , observeres det at en på britisk sokkel de siste årene, basert på 3-års rullerende gjennomsnitt, har hatt en nedadgående trend i antall hydrokarbon lekkasjer siden 1996 i deres kategorier "major" og "significant" (HSE, 2001). På norsk sokkel har en hatt en reduksjon fra 2002. Lekkasje frekvensen på norsk sokkel er ca 2 ganger høyere enn på britisk sokkel.

På norsk sokkel er det ikke registrert noen antent hydrokarbonlekkasje ( $> 0,1\text{ kg/s}$ ) siden 1992, knyttet til produksjons- og prosessanleggene. Antall gasslekkasjer  $> 0,1\text{ kg/s}$  siden 1992 er sannsynligvis større enn 400. Det er påvist at dette er signifikant lavere enn på britisk sokkel, der ca 1,5 % av hydrokarbonlekkasjene siden 1992 har vært antent.

### 11.2.3 Brønnkontroll problemer

Brønnkontroll problemer, eller brønnhendelser, har vært rapportert til myndighetene i mange år, i forbindelse med databasen CDRS. En vurdering av dataene i CDRS viser et stort forbedringspotensial med tanke på kvalitet i rapportering.

Dataene for 2008 viser færre brønnkontrollhendelser innen produksjons- og leteboring sammenlignet med foregående år. Hendelses frekvensen relatert til produksjonsboring har hatt en nedgang siden 2003 og viste ca 6 hendelser per 100 brønner i 2008. For leteboring er bildet noe mer uklart, men det observeres en reduksjon i hendelsesfrekvensen i perioden fra 2005.

Risikobidraget fra brønnhendelser i 2008 er det laveste i perioden (1996-2008).

### 11.2.4 Andre branner

Nivået på andre branner holder seg stabilt. Enhver brann eller branntilløp er en uønsket hendelse som det nedlegges betydelige ressurser for å unngå. Registrerte branner de siste årene har stort sett hatt et lavt potensial relatert til storulykke.

### 11.2.5 Konstruksjonsrelaterte hendelser

Alvorlige konstruksjonsskader på produksjonsinnretninger (herunder feil på maritime systemer for flytende produksjonsinnretninger) har i perioden 2000-07 vist 2-3 hendelser per år. I 2008 var det ingen hendelser av denne typen knyttet til produksjonsinnretninger.

Antall alvorlige konstruksjonsskader (herunder feil på maritime systemer) for flyttbare innretninger viser et stabilt nivå i perioden 2000 - 2008. I 2008 var det seks alvorlige hendelser i denne kategori relatert til flyttbare innretninger.

Overvåking av skipstrafikken på sokkelen blir stadig bedre. Indikatoren for skip på kollisjonskurs ble i 2004 endret slik at antallet registrerte skip på kollisjonskurs blir normalisert med antall innretninger overvåket fra overvåkingssentralen på Sandsli. Denne indikatoren viser en jevn, årvis, nedgang fra



2002. Nivået i 2008 er på samme nivå som i 2007, ca 1,9 hendelse per 1000 overvåkingsdøgn. Vi mener denne indikatoren gir et godt bilde av situasjonen.

Frekvensen av kollisjoner med feltrelatert trafikk viste en betydelig økning i perioden 1998–2000, særlig for flyttbare enheter. Denne trenden ble brutt i 2001 der det observeres en markant nedgang fra 2000. I perioden 2002 til 2004 hadde en ca tre kollisjoner per år. Dette er en klar indikasjon på at tiltakene næringen har iverksatt har hatt en god effekt. Ser en kun på de mest alvorlige kollisjonene er antallet i perioden lavt. Det var ingen kollisjoner i denne kategorien i 2008.

### 11.2.6 Lekkasje fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsutstyr

I januar 2008 oppstod det en lekkasje i forbindelse med lasting av olje fra lastebøyen på Draugen til tankfartøyet Navion Scandia (brudd i lasteslange). Utslippt var ca 6 m<sup>3</sup> olje til sjø.

I august 2008 ble det oppdaget en lekkasje fra Kvitebjørn gassrørledning. Dette var på samme sted som det ble oppdaget en skade fra et anker i 2007.

Det har ikke vært lekkasjer fra stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen siden 2004. Oversikt over antall alvorlige skader på stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen viser at det i 2008 ble registrert 4 tilfeller. Siden 1996 er det bare 2006 som har registrert et større antall.

Det er spesielt skader på fleksible stigerør som bidrar til dette tallet. Dette viser at det er viktig å opprettholde høy fokus på potensial for forbedringer innen dette området.

### 11.2.7 Totalindikator relatert til storulykkesrisiko

Totalindikatoren knyttet til storulykkesrisiko, aka storulykkesindikatoren benyttet i prosjektet har sin basis i DFUene 1 til 10. Disse blir vektet for å angi deres bidrag til dødsrisiko for personell. Vektene er basert på hendelsens potensial for å gi omkomne. Fra og med fase 3 er bidraget fra helikopter hendelser innenfor sikkerhetssonen ikke med i indikatoren.

Storulykkesindikatoren er normalisert mot aktivitetsnivået, representert ved arbeidstimer.

Robustheten til storulykkesindikatoren vurderes å være tilstrekkelig til å vurdere utviklingen over tid i form av trender. Den er ikke tilstrekkelig robust til å vurdere forskjell fra ett år til et annet.

Fornuftig bruk av en slik indikator vil være å vurdere langsiktige eller underliggende trender. For å få dette klarere frem har en fra og med 2005 endret indikatoren til å vise et treårlig rullerende gjennomsnitt. Da vil for eksempel nivået i 2006 være gjennomsnittet av årene 2003 til 2006. Denne teknikken midler ut årlige variasjoner og gjør indikatoren mer robust med tanke på å identifisere en eventuell underliggende trend. Industriens målsetning bør være å vise en klar nedadgående trend for en slik indikator.

Ser vi på alle innretninger på norsk sokkel, så er nivået for storulykkesindikatoren stabilt i perioden 1998 til 2006. Nivået i siste 3 års periode er signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 2001-07. En statistisk signifikant endring vurderes som en reell endring, og ikke bare en statistisk tilfeldig variasjon.

For produksjonsinnretninger observeres vi at det har vært en reduksjon de siste i nivået de siste årene. De to siste periodene med 3 års rullerende snitt (2005-2008) viser et statistisk signifikant lavere nivå vurdert mot snittet i perioden 2001-07. Det er hydrokarbonlekkasjer, brønnhendelser, og skip på kollisjonskurs som over tid gir størst bidrag for produksjonsinnretninger.



Storulykkesindikatoren for flyttbare innretninger viser at nivået siden 2000 er lavere enn perioden før. Etter år 2000 er nivået stabilt, men en reduksjon i slutten av perioden. I siste periode, inkludert 2008 observeres det en statistisk signifikant reduksjon.

Det er konstruksjonsrelaterte skader, brønnhendelser og skip på kollisjonskurs som over tid gir størst bidrag på flyttbare innretninger.

### 11.2.8 Helikoptertransport

Fra og med fase 3 ble helikopterhendelser, DFU 12, utvidet til å omfatte all persontransport ved bruk av helikopter relatert til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. En valgte å ta helikopterrelaterte hendelser ut av storulykkesindikatoren. Dette er gjort fordi DFUene ikke er direkte sammenlignbare med hensyn til eksponeringstid. Ofte brukes forholdet 30/30/40 som en indikasjon på bidrag til dødsrisiko fra storulykke, arbeidsulykker med dødelig utgang, og helikopterulykker (Vinnem, 2008).

Helikopter relaterte data er samlet inn for perioden 1999 til 2008. Data fra perioden 1996–98 viste seg å være svært vanskelig tilgjengelige og er derfor ikke inkludert.

Etter at forskriften om rapportering av luftfartshendelser ble endret i 2007 har helikopterselskapene endret sine interne rapporteringssystemer, noe som slår ut på dataene benyttet i dette arbeidet. Vi har søkt å kompensere for dette ved å sammenstille hendelsespotensialet i 2008 med tidligere år og tatt hendelser som ikke passer de nye kriteriene ut av vårt datasett. Dette gjør at trendene blir anvendbare, men en skal være klar over endringene i rapporteringsrutinene ved bruk av disse.

Helikopter relatert risiko er belyst med tre hendelsesindikatorer og to aktivitetsindikatorer. Ser en perioden under ett, observeres (hendelsesindikator 1) det at antall hendelser varierer en del. Tilsynelatende er nivået for indikator nr 1, indikatorene som reflekterer de mest alvorlige tilløpshendelsene, relativt stabilt i perioden. En klar forbedring i indikatoren kan ikke identifiseres. I løpet av de siste årene er det innført nye helikoptertyper (S92 og EC225). Moderne helikoptre har flere barrierer og sikkerhetssystemer installert. Slike systemer kan gi opphav til flere tilløpshendelser.

### 11.2.9 Alvorlige personskader

Frekvensen for alvorlige personskader på produksjonsinnretninger viste i siste halvdel av 1990 tallet en klar oppgang. Fra toppen i 2000-2001 observeres det en reduksjon. I 2005 ble den positive trenden brutt, mens en i 2006–08 igjen observerer en reduksjon. Nivået i 2008 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i forutgående tiårs periode. Konstruksjon og vedlikehold har den høyeste skadefrekvens på produksjonsinnretninger. I 2008 var skadefrekvensen 0,6 alvorlig personskade per million arbeidstimer.

Frekvensen for alvorlige personskader på flyttbare innretninger hadde også en topp i årene 2000 og 2001. Det var en markant nedgang i 2002. Fra og med 2003 til og med 2006 er nivået flatt. I 2007 er det en nedgang. Nivået i 2008 er litt opp i forhold til året før. I 2008 var skadefrekvensen 1,4 alvorlige personskader per million arbeidstimer på flyttbare innretninger.

### 11.2.10 Støy og kjemisk arbeidsmiljø

Risikoinndikatorer for støy og kjemisk arbeidsmiljø 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.

Indikator for støy er et uttrykk for eksponering for et utvalg stillingskategorier og innrapporterte data representerer i underkant av 2000 personer. Ser en på risiko for støybetingede hørselskader så er risikoen stort sett på samme nivå som i 2006.



Det er for 2008 rapportert 623 støyrelaterte skader. Dette representerer et høyere nivå enn det en har registrert de siste årene, hvor tallet for 2007 bl.a. var 595. Økningen kan skyldes at støy og rapportering av hørselsskader er gitt økt oppmerksomhet. Disse støyskadene kan skyldes andre forhold, men arbeid som er gjort av representanter i bransjen for å kvalifisere støyskadene i forhold til eksponering på innretningen, tyder på at ca halvparten av registrerte forekomster av hørselsskade skyldes eksponering i arbeidet. Tar en videre hensyn til at det er betydelig underrapportering særlig i kontraktørsegmentet av virksomheten og at det trolig forekommer seleksjonsmekanismer som kan skjule skader, står en overfor et relativt stort skadeomfang.

Vurdert under ett, synes det å være klart at store arbeidstakergrupper i petroleumsvirksomheten til dels eksponeres for høye støynivå og at risiko for å utvikle støybetingede hørselsskader ikke er ubetydelig. Ptils erfaringer gjennom kontakter med næringen, saksbehandling og tilsyn, tyder på at potensialet for støyreduserende tiltak er stort.

Det har skjedd en endring i indikatorsettet for kjemisk arbeidsmiljø. Rapportering av antall eksponeringsmålinger ble forsøkt i 2007, men etter å ha sjekket selskapenes grunnlag for rapportering, har en konkludert med at det er for stor usikkerhet i hvilken grad en har fått inn sammenlignbare data og hvor godt gjennomføring av målinger kan være et godt nok uttrykk for risiko. Ptil ba i 2008 partene i Sikkerhetsforum om tilbakemeldinger og forslag til endring som kan gjøre indikatoren mer robust. Flere pekte på behov for å etablere en indikator som er et direkte mål på helserisiko for helseskade. På bakgrunn av forslagene som kom inn ble det utviklet som bygger på eksponeringsmatrisen i Norsok S-002 rev.4 vedlegg G.

Innrapporterte data for 2008 viser at det fortsatt er stor variasjon mellom selskapene når det gjelder antall kjemikalier i bruk. Dette gjenspeiler i noen grad innretningstype og aktiviteter på innretningen. I denne sammenheng har særlig boreaktivitet stor betydning. Antall kjemikalier varierer fra 80 til 995 aritmetisk middelværdi er 422. For kjemikalier med høyt farepotensial varierer antallet fra 5 til 214, mens middelværdien er 68. Det er en systematisk samvariasjon; - innretninger med flest kjemikalier har også flest kjemikalier med høyt farepotensial.

### **11.3 Barrierer mot storulykker**

Det er samlet inn en betydelig mengde data om barrierer mot storulykker, hovedsakelig knyttet til å unngå konsekvenser av hydrokarbonlekkasjer. Hensikten med å samle inn data relatert til barrierer er å kunne vurdere barrierenes robusthet i forhold til å redusere sannsynligheten for at en hendelse oppstår samt å begrense konsekvensene gitt at hendelsen oppstår.

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

Som i tidligere faser er det også i fase 8 samlet inn test- og tilsvarende data for en del utvalgte sentrale barriereelementer. Antall barriereelementer er ikke endret i forhold til forrige fase.

Korrigert for skjevheter i datasettene så viser midlere andel feil for barriereindikatorene et relativt stabilt nivå.

Det observeres til dels store forskjeller mellom operatører og mellom innretninger for flere av barriereindikatorene. Noen innretninger har en andel feil for noen barriereindikatorer som til dels er langt over hva en vil forvente for denne type sikkerhetskritiske barrierer.



## 12. Referanser

Antonsen, S. (2009): Safety Culture and the Issue of Power. *Safety Science*, 47, 183-191.

Antonsen, S. (under publisering): The Relationship Between Culture and Safety on Offshore Supply Vessels. Antatt i *Safety Science*.

Arbeids- og inkluderingsdepartementet (AID). 2006. *Stortingsmelding nr. 12 (2005-2006) Helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten*

British Airways Plc. 2003. WinBasis modul Air Safety Reports (ASR) Versjon 2.1.481

Clarke, S. (2003): The Contemporary Workforce. Implications for Safety Culture. *Personnel Review*, 32, 40-57.

Collinson, D. L. (1999): 'Surviving the Rigs: Safety and Surveillance on North Sea Oil Installations. *Organization Studies*, 20, 579-600.

Emery, M. og Purser, R.E. 1996. *The search conference – a method for planning organizational change and community action*. San Francisco: Jossey-Bass Publishers

Hansson, L., Herrera, I.A., Kongsvik, T. et al. (2008). Applying the resilience concept in practice: A case study from the oil and gas industry. *Proceedings of the European Safety and Reliability Conference 2008 (ESREL 2008)*, p. 733-738, Taylor & Francis Group, London.

HSE, 2008, Offshore hydrocarbon releases 2001-2008, Health and Safety Laboratory, RR672, 2008

Høivik, D., Tharaldsen, J.E., Baste, V., Moen, B.E (under review); Does the location on offshore installations have higher impact on safety climate than the company belonging? Submitted to *Journal of Safety Research*.

International Standards and recommended practices, Aircraft accident and incident investigation, annex 13 to the convention on international civil aviation, July 2001

<http://www.iprr.org/Manuals/Annex13.html>

Kongsvik, T & R. Bye, 2004. Alienation as an Explanatory Factor for Increased Risk on Service Vessels in the North Sea. Probabilistic Safety Assessment and Management vol 3 – Spitzer, Schmocker & Dang (eds.) London: Springer

Lamvik, G.M. & R. Bye (2004) National culture and safe work practice – A comparison between Filipinos and Norwegian seafaring professionals. Probabilistic Safety Assessment and Management vol 3 – Spitzer, Schmocker & Dang (eds.) Springer, London

Lamvik, GM & Ravn, JE, 2004. Living Safety in Drilling: How does national culture influence HES and working practice?, SINTEF Report STF38 A04020, Trondheim, Norway

Lukes, S. (1974). Power: A radical View. London, Macmillan.

Mayhew, C., Quinlan, M. & Ferris, R. (1997): The Effects of Subcontracting/ Outsourcing on Occupational Health and Safety: Survey Evidence from Four Australian Industries. *Safety Science*, 25, 163-178.

Morken, T., Bråtveit, M. og Moen, B.E. 2005. Rapportering av hørselsskader i norsk offshoreindustri 1992-2003. *Tidsskrift for Den norske legeforening*, 125 (23), 3272-3274

Morken, T., Mehlum, I.S. og Moen, B.E. 2007. Work-related musculoskeletal disorders in Norway's offshore petroleum industry. *Occupational Medicine*, 57, 112-117

NOU 2001:21. Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel, Delutredning nr 1: Organisering av det offentliges engasjement. Statens forvaltningstjeneste 2001.



NOU 2002:17. Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel, Delutredning nr.2: Utviklingstrekk, målsettinger, risikopåvirkende faktorer og prioriterte tiltak. Statens forvaltningstjeneste 2002.

Næss T.I., Nilsen L.R., Kvitrud A. og Vinnem J.E. 2005: Forankring av innretninger på norsk sokkel, Petroleum Safety Authority, Stavanger, 2005, <http://www.ptil.no/NR/rdonlyres/B186B607-98EB-4F25-8B8D-71447322B48B/10306/2005RapportForankring.pdf>

Nævestad, T.-O. (2008): Safety Cultural Preconditions for Organizational Learning in High-Risk Organizations. *Journal of Contingencies and Crisis Management*, 16, 154-163.

Oljedirektoratet, 2001a. Risikonivå norsk sokkel, vurdering av status og trender. Metoderapport, OD, Stavanger, mai 2001.

Oljedirektoratet, 2001b. Utvikling i risikonivå - norsk sokkel. Pilotprosjektrapport 2000. OD, Stavanger, 24.4.2001.

Oljedirektoratet, 2002. Utvikling I risikonivå på norsk sokkel, Fase 2 rapport – 2001

Oljedirektoratet, 2003. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 3 rapport – 2002.

Petroleumstilsynet, 2004. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 4 rapport – 2003.

Petroleumstilsynet, 2005. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 5 rapport – 2004.

Petroleumstilsynet, 2006. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 6 rapport – 2005.

Petroleumstilsynet, 2007. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 7 rapport – 2006.

Petroleumstilsynet, 2008. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, hovedrapport – 2007.

Rømyhr, O., Bratt, U., Nyfors, A., Smedbold, H.T., Aasen, T.B. og Leira, H.L. 2000. *Omfang av hud- og luftveissykdommer blant overflatebehandlere – Rapport etter 2 års oppfølging*. Rapport nr. 02.2002. Trondheim: Arbeidsmedisinsk avdeling, Regionsykehuset i Trondheim

Rømyhr, O., Bratt, U., Fredriksen, I., Nyfors, A., Smedbold, H.T., Aasen, T.B. og Leira, H.L. 2003. *Omfang av hud- og luftveissykdommer blant overflatebehandlere – Sluttrapport etter 4 års oppfølging*. Rapport nr. 03.2003. Trondheim: Arbeidsmedisinsk avdeling, St. Olavs hospital

Samferdselsdepartementet, 2006. Forskrift om varslingsplikt ifm. luftfart. Forskrift om varslings- og rapporteringsplikt i forbindelse med luftfartsulykker og luftfartshendelser mv. [FOR-2006-12-08-1393](#) (2006-12-08).

Safetec, 2003. Pilotprosjekt, DFU05 Skip på kollisjonskurs, Safetec Rapport ST-20325-AC-1-Rev01, Februar, 2003

Safetec, 2004. RNNS DFU5 – Beregning av totalindikator, Notat 22.12.2004

Schiefloe, P. M., Vikland, K., Ytredal, E. B., Torsteinsbø, A., Moldskred, I., Heggen, S., Sleire, D. H., Førsum, S. A. & Syversen, J. E. (2005): *Årsaksanalyse Etter Snorre a-Hendelsen 28.11.2004*. Statoil

SINTEF, 1999. Helicopter Safety Study 2, Volume 1: Main report, Volume 2: Appendices, SINTEF Industrial Management, Trondheim, desember 1999

Sivesind Mehlum og Kjuus. 2005: Omfang og konsekvenser av arbeidsskader og arbeidsbetinget sykdom på norsk kontinentalsokkel, STAMI, 2005

Sjøfartsdirektoratet, 2005. Brev fra Sjøfartsdirektoratet datert 2.3.2005 med vedlegg

Skarholt, K., Næsje, P., Hepsø, V. & Bye, A.S. (2008): Integrated operations and leadership – how virtual cooperation influences leadership practice.

Sklet, S., Vinnem, J.E., and Aven, T. (2006) Barrier and operational risk analysis of hydrocarbon releases (BORA-Release); Part II Results from a case study, *Journal of Hazardous Materials*, A137, 692-708



StatoilHydro, *Health, safety, security and the environment (HSE) Guideline, GL0114*, 19.06.07, Final Ver. 1

StatoilHydro, 2007, *Analyse av lekkasjefrekvenser og Risikopåvirkende forhold (RIF)*, Sluutrapport, Desember 2007

Sten, T. og Jersin, E. 1997. *Risikobasert tilsyn - konseptstudie for Arbeidstilsynet*. Rapport nr. STF38 A97418. Trondheim: SINTEF Sikkerhet og Pålitelighet

Sørhaug, Tian, 1996: Om ledelse Makt og tillit i moderne organisering Universitetsforlaget

Tharaldsen, Jorunn, 2004. Communities of practice and High Reliability Theory meeting reality? Discussed in the light of empirical examples from the Norwegian oil industry, Paper delivered to a doctoral course in Risk Management and Societal Safety

Tharaldsen, J, Olsen, E. og Rundmo, T. (2008); A longitudinal study of safety climate on the Norwegian Continental Shelf. *Safety Science* 46, 427-439.

Vinnem, J.E. 1998. Risk levels on the Norwegian Continental shelf, Preventor rapport 19708-03, Bryne, 25.8.1998

Vinnem, J.E. 2006: On the analysis of operational barriers on offshore Petroleum installations, to be presented at PSAM8, New Orleans, 14-19 May, 2006

Vinnem, J.E., Seljelid, J., Aven, T. and Sklet, S., 2006: Analysis of barriers in operational risk assessment – a case study, presented at ESREL2006, Estoril, 18-22 September, 2006

Vinnem, J.E. 2008. On the risk to personnel in the offshore industry, presented at PSAM9, 18-23 May 2008, Hong Kong

Westby, O. og Forseth, U. (2008): Kartlegging av aktørbildet på norsk sokkel – tilbakemelding til selskapene. Rapport SINTEF A6136. Trondheim: SINTEF Teknologi og samfunn.



*(Siden blank)*

## VEDLEGG A: Aktivitetsnivå

### A1. Antall innretninger

| Parameter                                                | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
|----------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Antall innretninger, fast produksjon*                    | 25   | 24   | 26   | 27   | 26   | 25   | 25   | 26   | 26   | 25   |
| Antall innretninger, flytende produksjon                 | 2    | 4    | 5    | 9    | 11   | 12   | 12   | 11   | 11   | 12   |
| Antall innretninger, flytende produksjon med brønnsisiko | 2    | 3    | 4    | 4    | 4    | 5    | 5    | 5    | 5    | 5    |
| Antall komplekser**                                      | 10   | 10   | 10   | 10   | 11   | 11   | 11   | 11   | 11   | 11   |
| Antall NUIer*                                            | 9    | 10   | 10   | 10   | 10   | 12   | 13   | 15   | 15   | 15   |
| Antall flyttbare innretninger                            | 16,5 | 21,2 | 20,4 | 21,1 | 21,5 | 21,4 | 21,4 | 15,3 | 15,5 | 19,0 |
| Totalt                                                   | 65   | 72   | 75   | 81   | 83   | 85   | 84   | 83   | 83   | 87   |
| Produksjonseenheter totalt                               | 48   | 51   | 54   | 59   | 62   | 64   | 65   | 68   | 68   | 68   |

| Parameter                                                | 2006 | 2007 | 2008 |
|----------------------------------------------------------|------|------|------|
| Antall innretninger, fast produksjon*                    | 25   | 26   | 26   |
| Antall innretninger, flytende produksjon                 | 12   | 13   | 14   |
| Antall innretninger, flytende produksjon med brønnsisiko | 5    | 5    | 5    |
| Antall komplekser**                                      | 11   | 10   | 10   |
| Antall NUIer*                                            | 15   | 15   | 16   |
| Antall flyttbare innretninger                            | 19,6 | 21,6 | 22,9 |
| Totalt                                                   | 88   | 91   | 93   |
| Produksjonseenheter totalt                               | 68   | 69   | 71   |

\* Kun frittstående innretninger

\*\* Når flere innretninger er forbundet med broer, regnes de her som en enhet

### A2. Arbeidstimer flyttbare innretninger

| FUNKSJON          | 1996      | 1997      | 1998      | 1999      | 2000      | 2001      | 2002      | 2003      | 2004      |
|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Administrasjon    | 690 701   | 749 263   | 872 153   | 1 279 423 | 1 526 917 | 1 943 652 | 1 792 531 | 1 133 287 | 1 001 302 |
| Boring / brønn    | 2 806 013 | 3 853 805 | 4 005 261 | 3 567 841 | 3 043 032 | 3 435 115 | 2 519 441 | 2 206 405 | 2 325 553 |
| Forpleining       | 438 943   | 572 419   | 607 413   | 708 142   | 640 958   | 710 562   | 712 021   | 474 587   | 505 709   |
| Drift/vedlikehold | 1 054 329 | 1 366 133 | 1 543 528 | 1 846 031 | 2 170 858 | 2 162 400 | 2 071 657 | 1 547 439 | 1 793 944 |
| Totalt            | 4 989 985 | 6 541 619 | 7 028 355 | 7 401 436 | 7 381 765 | 8 251 729 | 7 095 650 | 5 361 718 | 5 626 508 |

| FUNKSJON          | 2005      | 2006      | 2007      | 2008       |
|-------------------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Administrasjon    | 1 341 908 | 1 176 930 | 1 438 043 | 1 874 811  |
| Boring / brønn    | 3 372 707 | 3 435 154 | 3 885 481 | 4 185 411  |
| Forpleining       | 691 180   | 735 719   | 767 431   | 856 199    |
| Drift/vedlikehold | 2 177 030 | 2 136 795 | 2 692 954 | 3 620 034  |
| Totalt            | 7 582 825 | 7 484 598 | 8 783 909 | 10 536 547 |

### A3. Arbeidstimer produksjonsinnretninger

| FUNKSJON                  | 1996              | 1997              | 1998              | 1999              | 2000              | 2001              | 2002              | 2003              |
|---------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Administrasjon            | 6 550 953         | 5 076 156         | 5 433 920         | 5 686 709         | 5 706 722         | 6 256 441         | 6 630 055         | 7 300 114         |
| Boring / brønn            | 4 670 118         | 4 913 477         | 4 967 799         | 4 418 068         | 4 696 224         | 5 168 486         | 5 196 429         | 5 827 361         |
| Forpleining               | 2 060 454         | 2 172 383         | 2 348 508         | 2 286 628         | 2 166 261         | 2 044 806         | 2 294 143         | 2 262 509         |
| Konstruksjon/-vedlikehold | 7 842 335         | 9 175 921         | 10 976 511        | 9 579 291         | 9 818 294         | 10 293 676        | 9 905 088         | 11 490 368        |
| <b>Totalt</b>             | <b>21 123 859</b> | <b>21 337 937</b> | <b>23 726 737</b> | <b>21 970 696</b> | <b>22 387 501</b> | <b>23 763 409</b> | <b>24 025 715</b> | <b>26 880 352</b> |

| FUNKSJON                  | 2004              | 2005              | 2006              | 2007              | 2008              |
|---------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Administrasjon            | 8 026 293         | 7 912 258         | 8 915 814         | 9 193 310         | 9 313 287         |
| Boring / brønn            | 6 248 973         | 6 300 161         | 6 391 301         | 6 556 149         | 6 643 729         |
| Forpleining               | 2 177 108         | 2 178 852         | 2 281 117         | 2 182 479         | 2 213 297         |
| Konstruksjon/-vedlikehold | 10 167 463        | 9 923 557         | 10 288 651        | 11 096 764        | 10 958 779        |
| <b>Totalt</b>             | <b>26 619 837</b> | <b>26 314 828</b> | <b>27 876 883</b> | <b>29 028 702</b> | <b>29 129 092</b> |

### A4. Antall brønner

| Parameter                          | 1996       | 1997       | 1998       | 1999       | 2000       | 2001       | 2002       | 2003       | 2004       | 2005       |
|------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Prod.brønner boret, på innretning  | 84         | 71         | 58         | 61         | 82         | 84         | 76         | 89         | 71         | 58         |
| Prod.brønner boret, undervanns     | 58         | 62         | 75         | 87         | 91         | 96         | 73         | 44         | 46         | 67         |
| Prod.brønner boret                 | 142        | 133        | 133        | 148        | 173        | 180        | 149        | 133        | 117        | 125        |
| Lete- og avgrensningsbrønner boret | 30         | 50         | 26         | 22         | 27         | 34         | 19         | 22         | 17         | 12         |
| <b>Totalt boret</b>                | <b>172</b> | <b>183</b> | <b>159</b> | <b>170</b> | <b>200</b> | <b>214</b> | <b>168</b> | <b>155</b> | <b>134</b> | <b>137</b> |

| Parameter                          | 2006       | 2007       | 2008       |
|------------------------------------|------------|------------|------------|
| Prod.brønner boret, på innretning  | 58         | 63         | 61         |
| Prod.brønner boret, undervanns     | 65         | 66         | 50         |
| Prod.brønner boret                 | 123        | 129        | 111        |
| Lete- og avgrensningsbrønner boret | 26         | 32         | 54         |
| <b>Totalt boret</b>                | <b>149</b> | <b>161</b> | <b>165</b> |

### A5. Produsert volum

| Volum (Sm <sup>3</sup> o.e.) | 1996               | 1997               | 1998               | 1999               | 2000               | 2001               | 2002               |
|------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Olje                         | 175 495 682        | 175 868 434        | 168 950 212        | 168 598 652        | 180 964 152        | 180 824 167        | 173 369 000        |
| Gass                         | 37 407 045         | 42 949 564         | 44 190 108         | 48 257 257         | 49 919 003         | 53 189 260         | 64 832 000         |
| NGL/kondensat                | 9 241 587          | 10 729 525         | 9 963 087          | 9 930 805          | 9 468 050          | 17 400 000         | 19 544 000         |
| <b>Totalt</b>                | <b>222 144 314</b> | <b>229 547 523</b> | <b>223 103 407</b> | <b>226 786 714</b> | <b>240 351 205</b> | <b>251 413 427</b> | <b>257 745 000</b> |

| Volum (Sm <sup>3</sup> o.e.) | 2003               | 2004               | 2005               | 2006               | 2007               | 2008               |
|------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Olje                         | 165 700 000        | 162 802 000        | 148 400 000        | 136 700 000        | 128 500 000        | 122 700 000        |
| Gass                         | 73 400 000         | 77 896 000         | 84 400 000         | 87 100 000         | 89 300 000         | 99 200 000         |
| NGL/kondensat                | 23 600 000         | 22 747 000         | 23 700 000         | 24 500 000         | 20 000 000         | 20 200 000         |
| <b>Totalt</b>                | <b>262 700 000</b> | <b>263 445 000</b> | <b>256 500 000</b> | <b>248 300 000</b> | <b>237 800 000</b> | <b>242 100 000</b> |



### A6. Dykkertimer

| Parameter                      | 1996   | 1997    | 1998   | 1999   | 2000   | 2001   | 2002   | 2003   | 2004   | 2005   |
|--------------------------------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Dykkertimer, overflate dykking | 78     | 527     | 256    | 640    | 10     | 58     | 8      | 18     | 416    | 115    |
| Dykkertimer, metningsdykking   | 33 662 | 101 000 | 80 000 | 57 000 | 58 000 | 72 781 | 12 426 | 36 047 | 54 340 | 23 773 |
| Dykkertimer totalt             | 33 740 | 101 527 | 80 256 | 57 640 | 58 010 | 72 839 | 12 434 | 36 065 | 54 756 | 23 888 |

| Parameter                      | 2005   | 2006    | 2007    | 2008   |
|--------------------------------|--------|---------|---------|--------|
| Dykkertimer, overflate dykking | 115    | 145     | 3       | 375    |
| Dykkertimer, metningsdykking   | 23 773 | 103 220 | 103 112 | 55 234 |
| Dykkertimer totalt             | 23 888 | 103 365 | 103 115 | 55 609 |

### A7. Rørledninger

| År   | Transportsystem, km |             | Feltintern transport, km |             |
|------|---------------------|-------------|--------------------------|-------------|
|      | Akk v/årets start   | Inst i året | Akk v/årets start        | Inst i året |
| 1996 | 4 236               | 396         | 1 470                    | 130         |
| 1997 | 4 632               | 608         | 1 600                    | 180         |
| 1998 | 5 240               | 856         | 1 780                    | 165         |
| 1999 | 6 096               | 1 548       | 1 945                    | 525         |
| 2000 | 7 644               | 424         | 2 470                    | 223         |
| 2001 | 8 068               | 74          | 2 693                    | 257         |
| 2002 | 8 142               | 268         | 2 950                    | 80          |
| 2003 | 8 410               | 230         | 3 030                    | 220         |
| 2004 | 8 640               | 140         | 3 250                    | 130         |
| 2005 | 8 780               | 690         | 3 380                    | 560         |
| 2006 | 9 470               | 705         | 3 940                    | 684         |
| 2007 | 10 175              | 25          | 4 624                    | 111         |
| 2008 | 10 200              | 60          | 4 735                    | 145         |

### A8. Helikoptertransport, tilbringertjeneste

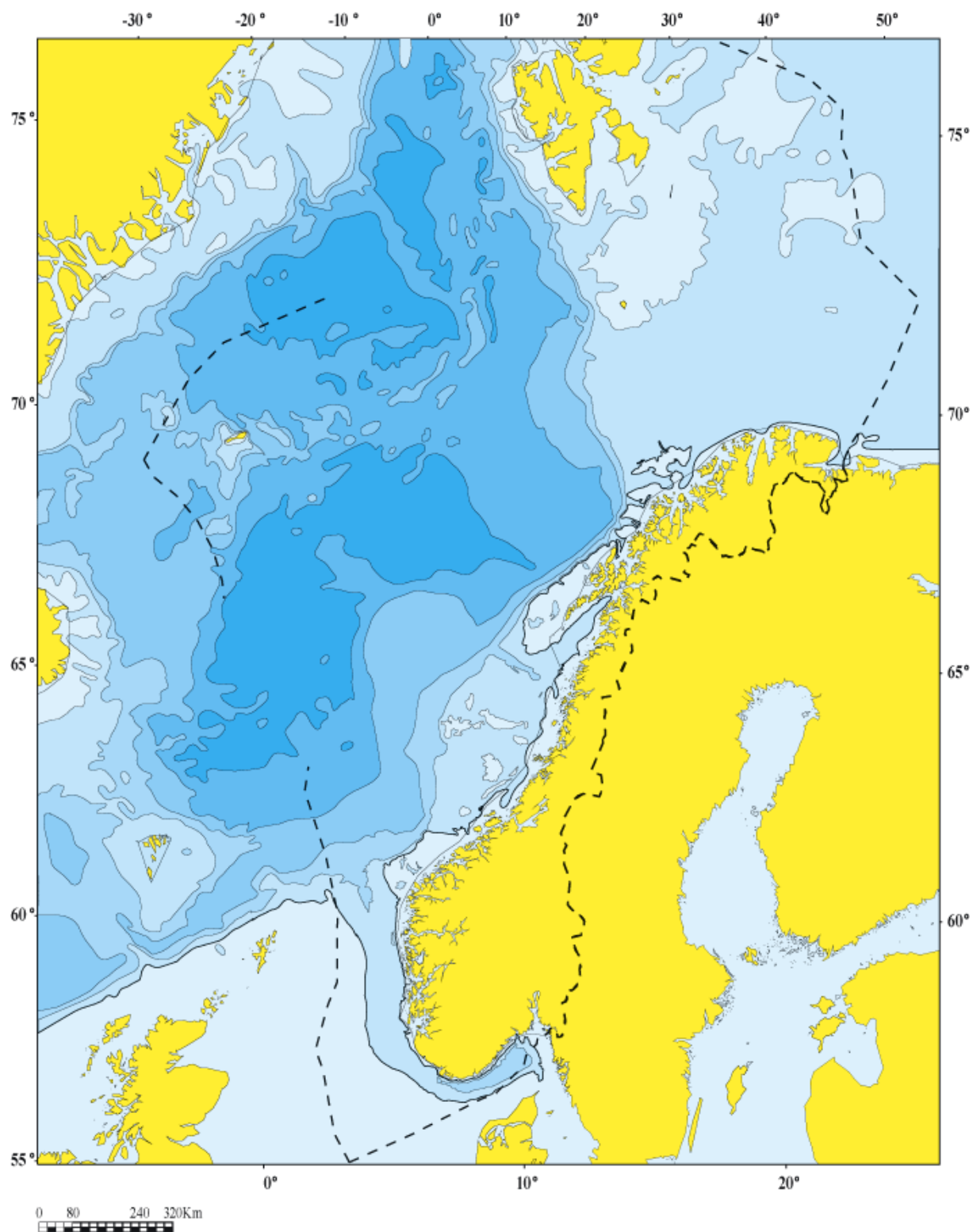
| År   | Flytimer | Personflytimer |
|------|----------|----------------|
| 1999 | 37 912   | 618 087        |
| 2000 | 39 887   | 629 000        |
| 2001 | 40 670   | 676 821        |
| 2002 | 38 016   | 634 513        |
| 2003 | 38 877   | 616 559        |
| 2004 | 36 269   | 611 811        |
| 2005 | 38 280   | 637 282        |
| 2006 | 39 207   | 567 558        |
| 2007 | 39 848   | 583 228        |
| 2008 | 38 115   | 646 679        |



### A9. Helikoptertransport, skytteltrafikk

| År   | Flytimer | Personflytimer |
|------|----------|----------------|
| 1999 | 4 840    | 89 456         |
| 2000 | 5 352    | 98 134         |
| 2001 | 5 692    | 98 887         |
| 2002 | 5 140    | 90 550         |
| 2003 | 5 356    | 89 394         |
| 2004 | 5 517    | 85 996         |
| 2005 | 5 279    | 83 086         |
| 2006 | 5 608    | 91 518         |
| 2007 | 5 092    | 88 109         |
| 2008 | 4 566    | 79 111         |

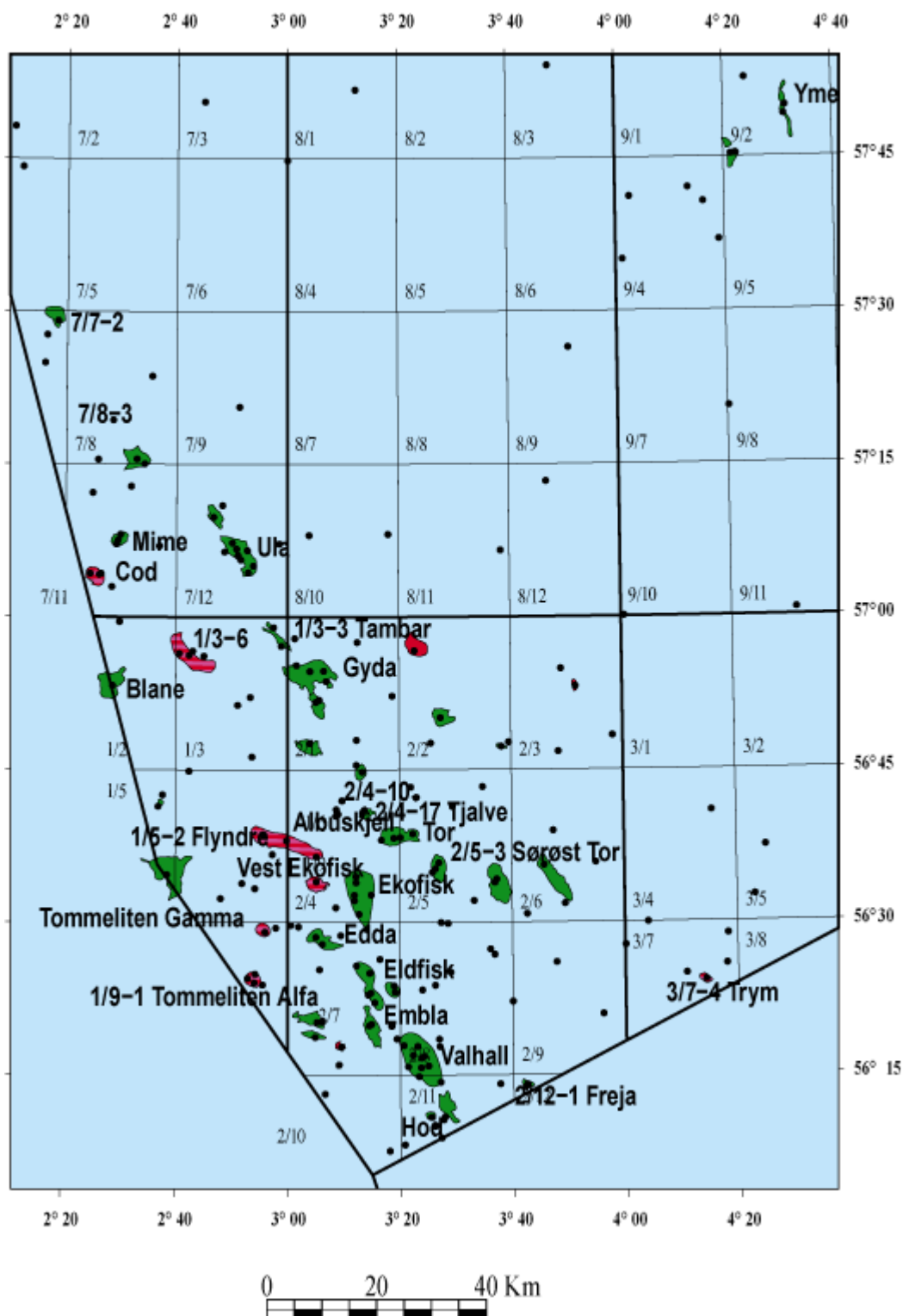
## VEDLEGG B: Sokkelkart



Figur 155 Sokkelkartet



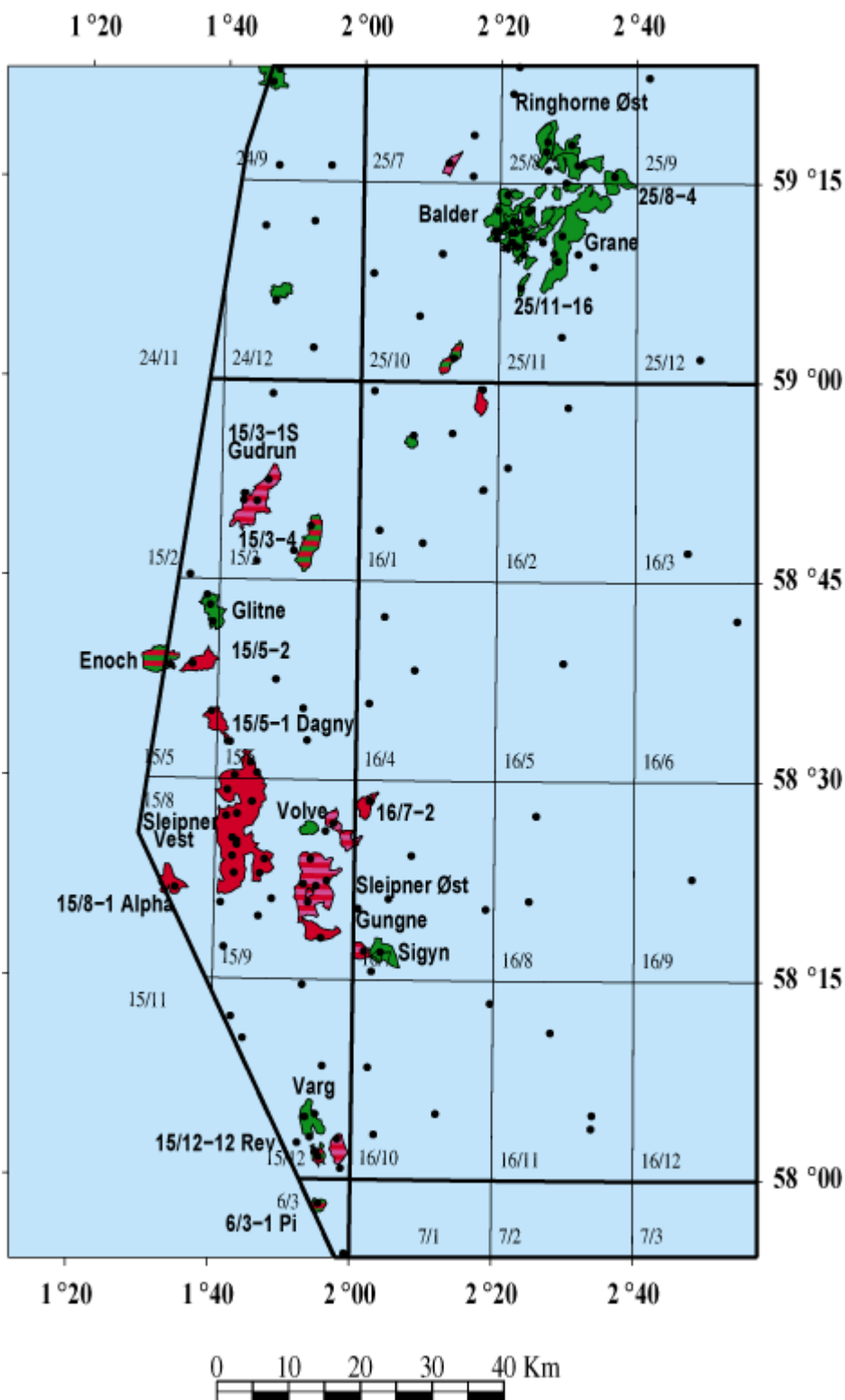
## EKOFISKOMRÅDET



Figur 156 Ekofiskområdet

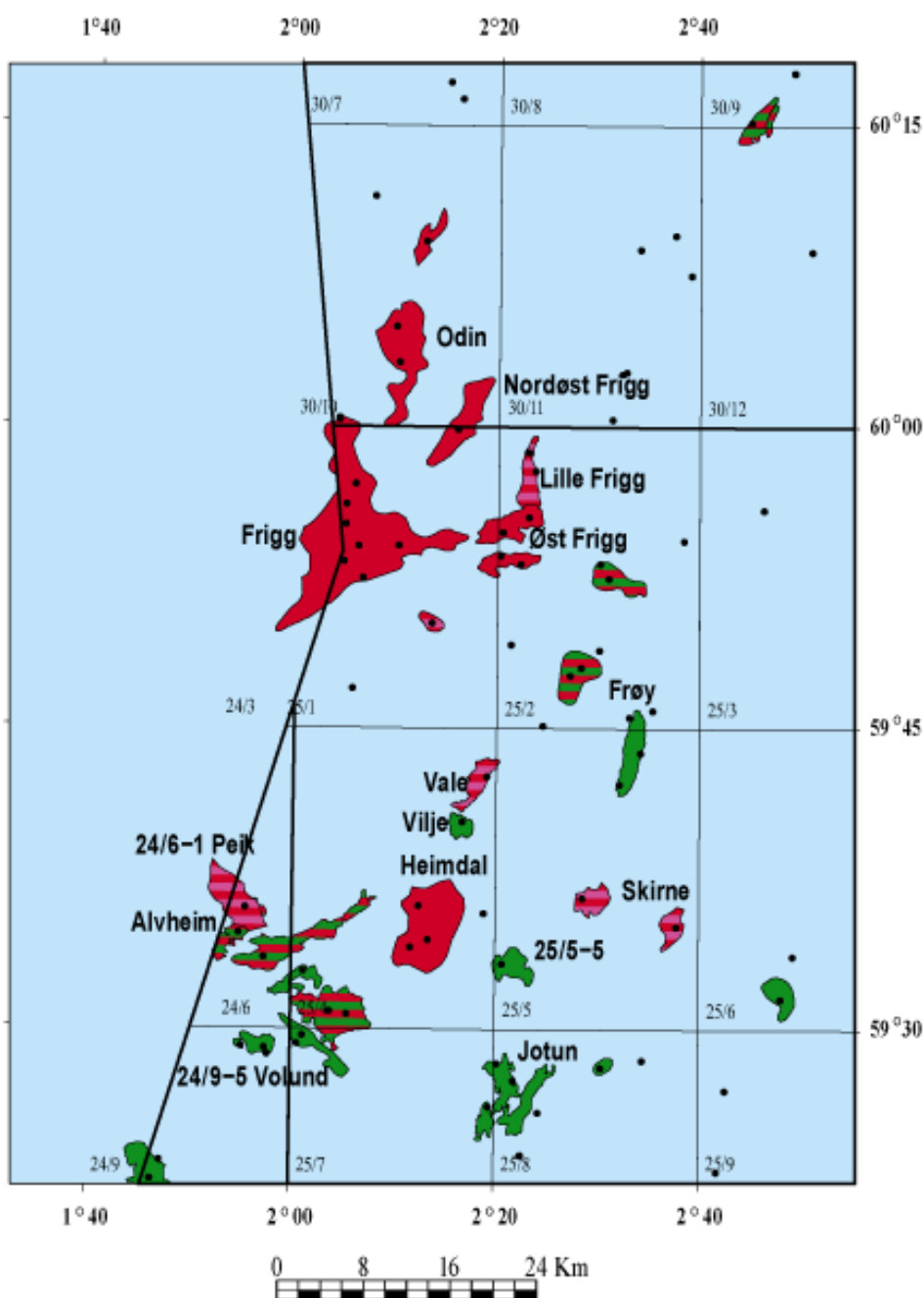


## SLEIPNER- OG BALDEROMRÅDET



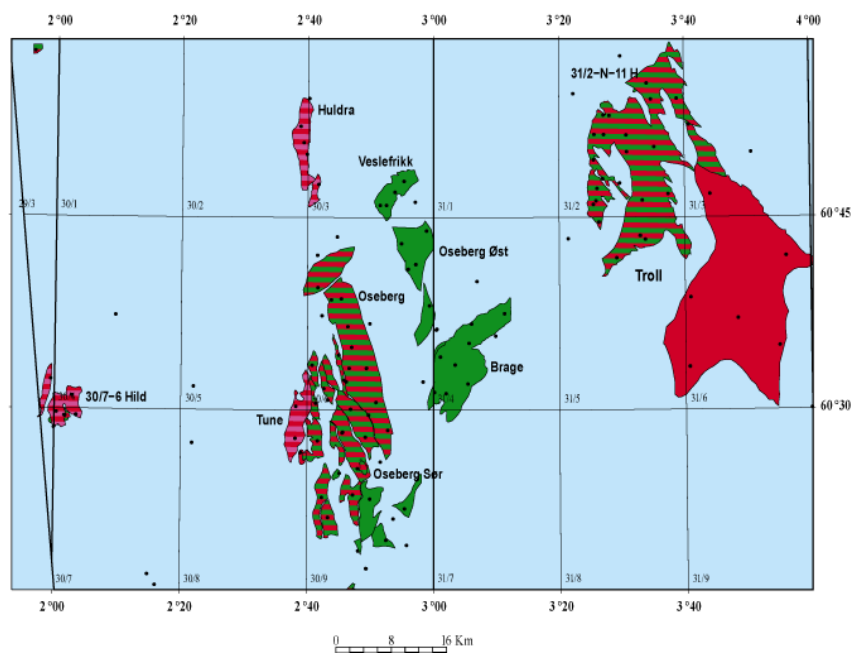
Figur 157 Sleipner- og Balderområdet

## FRIGGOMRÅDET



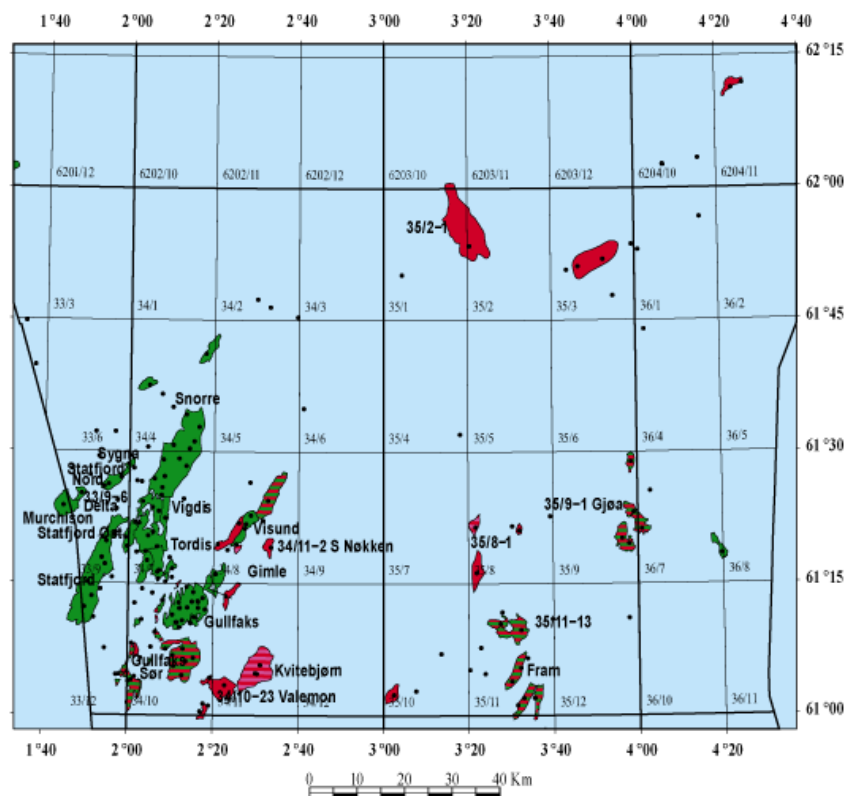
Figur 158 Friggområdet

### OSEBERG- OG TROLLOMRÅDET



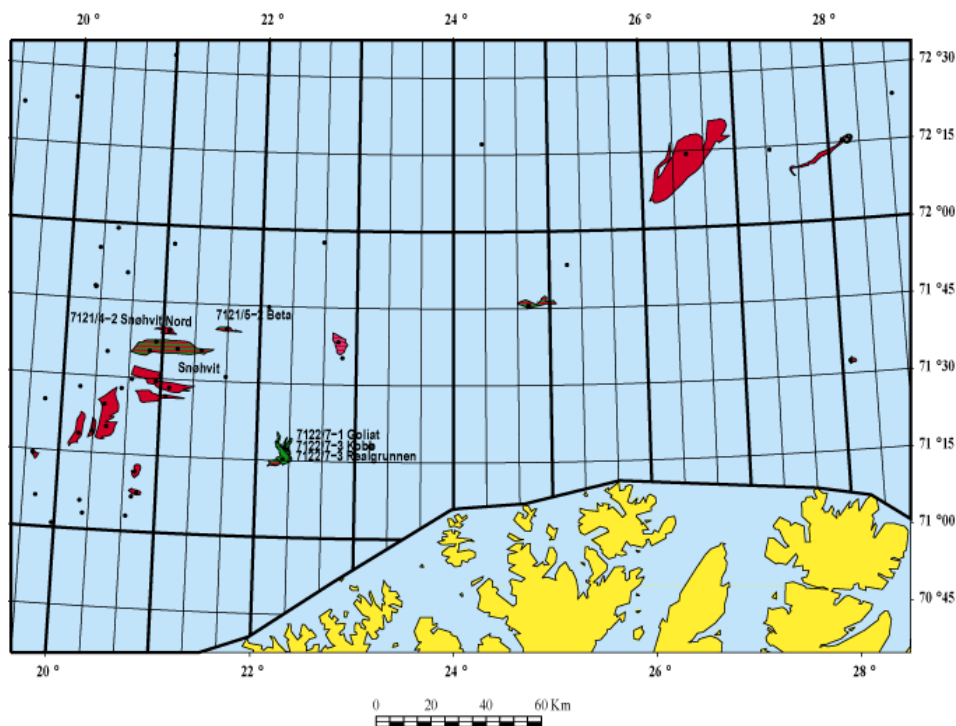
Figur 159 Oseberg- og Trollområdet

### GULLFAKS-, STATFJORD- OG SNORREOMRÅDET



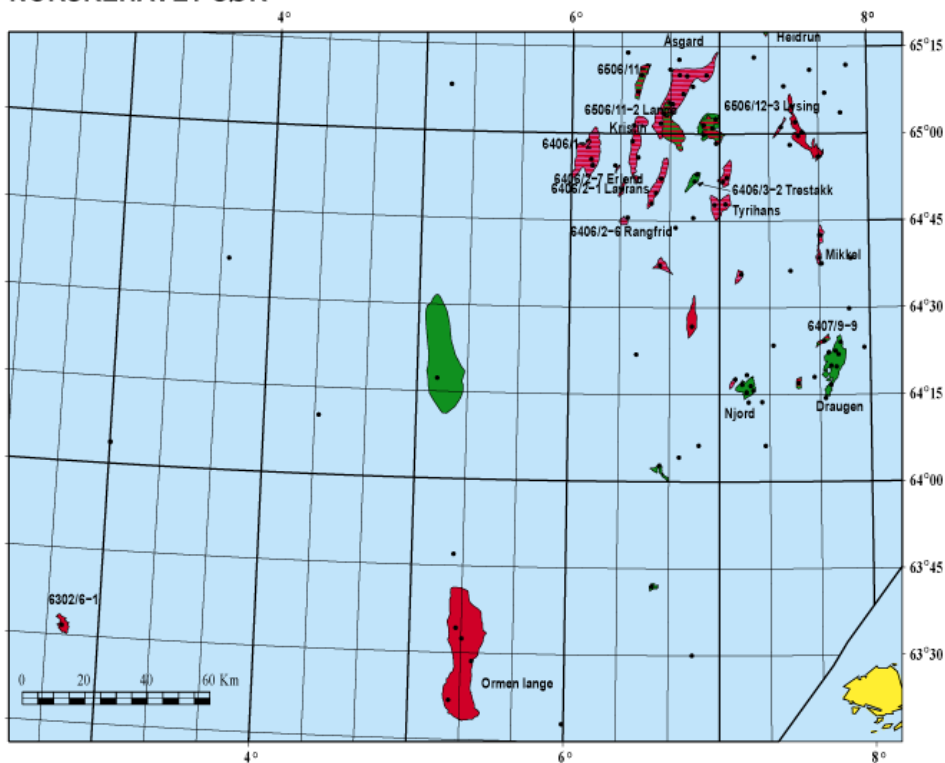
Figur 160 Gullfaks-, Statfjord-, og Snorreområdet

## BARENTSHAVET



Figur 161 Barentshavet

## NORSKEHAVET SØR



Figur 162 Norskehavet