
Status for oljevern-beredskapen på norsk sokkel

Kapasitet – robusthet – teknologiutvikling

Innhold

1 OPPSUMMERING.....	3
2 INNLEDNING.....	7
2.1 Bakgrunn	7
2.2 Tilnærming	7
2.3 Avgrensning.....	8
2.4 Grunnleggende prinsipper ved dimensjonering av beredskapen	8
2.4.1 Risikobasert tilnærming og dimensjonering av barrierer	8
2.4.2 Valg av bekjempelsesmetode i barrierene	9
3 UTVIKLINGEN I RISIKONIVÅET PÅ SOKKELEN.....	10
3.1 Aktiviteten på sokkelen	10
3.1.1 Produksjon av olje.....	10
3.1.2 Antall brønner per år	10
3.1.3 Aktiviteten i Barentshavet	11
3.1.4 Aktivitet nær kysten	12
3.2 Risikonivået på sokkelen.....	14
3.3 Tiltak som kan redusere varigheten av utblåsninger	15
4 OLJEVERNKAPASITET PÅ NORSK SOKKEL	16
4.1 Utviklingen i beredskapsressursene.....	16
4.2 Oljevernressurser per januar 2014.....	17
4.2.1 Oljevernressurser tilgjengelig gjennom NOFO.....	18
4.2.2 Tilgang til ressurser gjennom NOFOs avtaler	19
4.2.3 Tilgang til ressurser gjennom andre avtaler.....	20
5 DIMENSJONERING OG ETABLERING AV BEREDSKAP.....	22
5.1 Innledning	22
5.2 Innledende kartlegging og vurdering av risikoforhold	23
5.3 Innledende dialog mellom operatørselskap og NOFO	23
5.4 Dimensjoneringsprosessen med tilhørende analyser	23
5.5 Etablering av beredskap for en aktivitet.....	24
5.6 Verifikasjon av beredskap for en aktivitet	25
6 ROBUSTHET I OLJEVERNBEREDSKAPEN PÅ SOKKELEN.....	26
6.1 Kapsling (Capping)	26
6.2 NOFOs beredskapsressurser	26
6.3 Robusthet i beredskapsdimensjoneringen.....	27
6.4 Økt tilgang på dispergeringsutstyr og dispergeringsmidler	27
6.5 Andre beredskapsressurser	28
6.6 Pågående prosesser for å sikre tilfredsstillende robust beredskap	28

6.6.1 Jevnlige vurderinger av beredskapen	28
6.6.2 Utvikling av produkter og metoder	29
7 ORGANISERING AV BEREDSKAPEN	30
7.1 Enhetlig ledelsessystem (ELS)	30
7.2 Samordnet aksjonsledelse	30
8 KOMPETANSEUTVIKLING.....	33
9 FREMTIDIG BEREDSKAP - UTVIKLINGSTREKK.....	36
9.1 NOFOs strategi.....	36
9.2 Identifisering av fremtidige utfordringer og utvikling av tiltak.....	36
10 TEKNOLOGIUTVIKLING.....	38
10.1 Utvikling de siste 10 år – trender	38
10.2 Oljevern 2010 programmet	38
10.3 Nytt teknologiutviklingsprogram i regi av NOFO	39
10.4 Forskning og teknologiutvikling i regi av selskapene.....	39
10.4.1 Oljevernteknologi for områder med kulde og is	40
10.4.2 Undervannsdispergering	40
VEDLEGG 1 – BESKRIVELSE BEREDSKAPSRESSURSER	41
A - Operatørselskapenes egne ressurser	41
B - Operatørselskapenes ressurser gjennom NOFO	41
C - Avtalefestede ressurser gjennom NOFO	44
VEDLEGG 2 – TEKNOLOGIUTVIKLING I REGI AV NOFO	46
VEDLEGG 3 – TEKNOLOGIUTVIKLING I REGI AV SELSKAPER	50

1 OPPSUMMERING

Bakgrunnen for utarbeidelsen av denne rapporten er Miljødirektoratets brev av 20.03.13 til Norsk olje og gass. Der ble det fremmet en rekke spørsmål ved kapasiteten og robustheten til oljevernberedskapen på norsk sokkel. Rapporten er utarbeidet i samarbeid med industrien og Norsk oljevernforening for operatørselskap (NOFO). Gjennom rapporten forsøker vi å gi svar på de spørsmålene Miljødirektoratet reiser. I tillegg er det gjennomført noen møter hvor vi har presentert enkelte tema i noe mer detalj.

Miljødirektoratet ber blant annet industrien om å ta et helhetlig ansvar for oljevernberedskapen på norsk sokkel. Allerede ved etableringen av NOFO i 1978 tok petroleumsindustrien et slikt helhetlig ansvar. Gjennom NOFO sikret industrien at kapasiteten i størst mulig grad var uavhengig av operatørens egne ressurser og man unngikk unødvendige dobbeltinvesteringer. Alle selskaper med operatøransvar på sokkelen er i dag medlemmer av NOFO.

Miljødirektoratet stilte videre spørsmål om *«de samlede beredskapsressursene på sokkelen er tilstrekkelig for å ivareta det faktiske behovet»*. I samsvar med beredskapsplanleggingen innen en rekke samfunnssektorer i Norge og internasjonalt vurderes det som urimelig å planlegge for flere sjeldne og samtidige hendelser. En *"gjennomgang av egen kapasitet og robusthet generelt på sokkelen og spesielt kystnært og i nordområdene. Kapasitet og robusthet er knyttet både til rask respons og tilstrekkelig utholdenhet i en mulig aksjon mot akutt forurensning"* kan derfor bare besvares ved å vurdere om beredskapsressursene er tilstrekkelig for hvert enkelt produserende felt eller leteaktivitet. Dette er lagt til grunn for vurderingene i denne rapporten.

Det er produserende felt og deres beredskapsbehov som definerer rammene for NOFO-fellesskapets beredskapsressurser. For å vurdere om ressursene er tilfredsstillende, har NOFO utviklet et beslutningsstøttesystem. Spesielt sjekkes om ressursbehovet er tilstrekkelig ved igangsetting av nye aktiviteter i nye områder. Økt geografisk spredning av produksjonen som følge av planlagt åpning av oljeproduksjon i Barentshavet i 2014, bidro til at generalforsamlingen i NOFO i 2012 vedtok en oppbygging av beredskapsressursene. Denne oppbyggingen medfører for eksempel at NOFO i 2014 har en overkapasitet på 25 prosent i den havgående system (mekanisk oppsamling). Dette anslaget er basert på at det største behovet identifisert i beredskapsplanene er 16 system. Tar man hensyn til responstiden på de enkelte felt spredt over hele sokkelen, kreves det maksimalt 20 havgående system i ressurspoolen for å oppfylle kravene. I 2014 disponerer NOFO totalt 25 slike system. I tillegg er det utviklede systemet med økt kapasitet ved høye bølger og sterk strøm tatt inn i ressurspoolen (MOS sweeper).

Kapasiteten i kyst- og strandberedskapen er mer enn fordoblet de siste syv til åtte år. Utnyttelse av mindre fartøy i beredskapen var lenge hemmet av regelverket forvaltet av Sjøfartsdirektoratet som ikke tillot bruk av blant annet fiskefartøy i oljevernberedskapen. Etter betydelig press blant annet fra industrien, ble dette endret i 2010. I 2014 har industrien avtaler med 110 mindre fartøy hvorav om lag 60 er fiskebåter. Disse disponerer 25 kyst- og fjordsystem samt diverse annet utstyr fordelt på depoter

langs kysten. Det er utviklet nytt dispergeringsutstyr for bruk i kystsonen. Det er viktig å være oppmerksom på at de 25 havgående systemene også kan omdisponeres til å bli benyttet kystnært der dybdeforholdene er tilfredsstillende.

For strandaksjoner disponerer NOFO i dag mer enn 100 spesialtrente personer. I tillegg foreligger avtaler med andre aktører som gir tilgang til mer enn 900 personer, også disse med kompetanse og øvet for strandaksjoner. Industrien har gjennom NOFO bidratt til etablering og utvikling av relevante kurs- og øvelsesfasiliteter blant annet på Norges Brannskole.

I tillegg til oppbyggingen av mekanisk oppsamling, kommer en betydelig oppbygging av dispergeringskapasiteten på norsk sokkel gjennom større lagre av dispergeringsmidler og utstyr blant annet lagret om bord på fartøy i operativ beredskap. Injisering av dispergering under vann er en ny teknikk som ble effektivt brukt i forbindelse med Macondo-ulykken. Industrien i Norge har tilgang til dette verktøyet gjennom egne avtaler. Denne teknikken har også blitt nevnt som et mulig verktøy i arktiske og kalde områder. For å støtte denne bruken har industrien gjennom American Petroleum Institute (API) igangsatt et storskala prosjekt som skal gå over flere år.

De dimensjonerende beredskapsbehovene på norsk sokkel dekkes utelukkende med ressurser som befinner seg i Norge. Dette er et særegent trekk ved petroleumsvirksomhetens beredskap og innebærer at de ressurser som NOFO og operatørene har tilgang til gjennom avtaler internasjonalt, blir et supplement som bidrar til robusthet i beredskapen.

Samlet gir dette et grunnlag for å hevde at man i dag har en betydelig robusthet i beredskapen på norsk sokkel. Med robusthet menes i denne rapporten den dimensjonerte beredskapens evne til å opprettholde sin funksjon når den utsettes for påkjenninger, og til å opprettholde funksjon ut over varigheten til dimensjonerende hendelser. Dagens beredskap har en betydelig robusthet materielt, kompetansemessig og i forhold til utholdenhet.

Gjennom risikoanalysene som petroleumsindustrien gjennomfører, identifiseres og dimensjoneres både forebyggende tiltak som reduserer sannsynlighet for utslipp, og konsekvensreduserende tiltak i form av oljevernberedskap. Industrien har hele tiden vektlagt forebyggende arbeid. Dette har medført at Petroleumstilsynet (Ptil) i sin årlige rapport om akutte utslipp på sokkelen har konkludert med at det både blir færre antall akutte utslipp og at antall hendelser som kunne ha medført akutte utslipp av olje går ned. Denne reduserte sannsynligheten for utslipp understøttes også av andre analyser blant annet fra DNV.

Den betydelige kontinuerlige forbedringen av beredskapen på sokkelen skjer med andre ord samtidig med at sannsynligheten for akutte utslipp reduseres.

I tillegg til vurderingen av kapasiteten ved hjelp av beslutningsstøttesystemet til NOFO, gjennomføres rutinemessig såkalte verifikasjonsøvelser som systematisk sjekker ut om ressursene i beredskapsplanene til de ulike aktivitetene på sokkelen faktisk er tilgjengelige og at de oppfyller de operative kravene. Følgende verifikasjoner er de siste årene gjennomført for letebrønner:

- 2012: 43 letebrønner, 31 verifikasjoner
- 2013: 59 letebrønner, 29 verifikasjoner
- 2014: 10 verifikasjoner (1. januar – 4. april)

Norsk regelverk krever at dimensjonering av oljevernberedskapen skal være risikobasert. Det legger vekt på at miljørisikoen skal holdes på et lavest mulig nivå og alltid under aksepterte nivå. Selv om miljørisikoen ligger under akseptert nivå, skal ytterligere tiltak vurderes innenfor rammen av operasjonelle muligheter, HMS og kostnader (Alarp). Dette innebærer at beredskapsutviklingen er en kontinuerlig prosess hvor den stadig forbedres selv om miljørisikoen knyttet til aktiviteten ligger lavere enn akseptkriteriene og under det som operatøren definerer som Alarp-nivå. Dette har bidratt til en betydelig innsats fra industrien innen teknologiutvikling og bedret organisering. For å bistå NOFO i vurdering av nye behov, har operatørene etablert to faglige fora:

- *Faglig forum Operasjon* er ment å bidra til videreutvikling av både faktagrunnlag og analysemetodikk.
- *Faglig forum for teknologiutvikling* skal evaluere resultatene fra teknologi-programmet Oljevern2010 og gi tilrådninger om tema som er relevante for selskapene på norsk sokkel i et nytt teknologiutviklingsprogram.

I tillegg til teknologiutviklingen i regi av NOFO, pågår det en betydelig utvikling av teknologi innen oljevernberedskap hos operatørene som er representert på norsk sokkel. Hva denne F&U aktiviteten omfatter, avhenger i stor grad av hvilke utfordringer selskapene har identifisert i områder hvor de har planer om utvinning. En del F&U aktivitet gjennomføres som samarbeidsprogrammer (JIP - Joint Industry Project) mellom selskaper. Blant annet er det gjort betydelige fremskritt når det gjelder evnen til å kunne detektere, avgrense og rydde opp oljeutslipp i kalde områder. Forskningen har inkludert hundrevis av studier, laboratorie- og basseng-eksperimenter og feltforsøk, spesielt i USA, Canada, Norge og Finland. Prosjekter i Norge som pågikk i perioden 2006-2011, påviste at bruk av dispergeringsmidler kan være en meget effektiv responsmetode også i områder med delvis isdekke. I tillegg ga det nyttig operasjonell erfaring om blant annet vinterisering av utstyr.

Miljødirektoratets bekymring for beredskapen er "*blant annet knyttet til følgende forhold i nord og kystnært:*

- *kort avstand og kort drivtid fra utslipp til sårbare miljøressurser som er vanskelig tilgjengelige for beredskapstiltak,*
- *lang vei for transport av beredskapsutstyr og utfordringer med bemanning ved et utslippspunkt langt til havs under vanskelige værforhold i mørketid og med islagt farvann"*

Etablering av beredskapen mot akutt forurensning for Goliatfeltet er et eksempel på hvordan oljeindustrien og NOFO samarbeider for å utvikle og implementere beredskapen for nye oljefelt der operatøren gjennom sine forarbeider har identifisert særskilte utfordringer. Goliatfeltet er det første oljefeltet under utvikling i Barentshavet med en forholdsvis kystnær beliggenhet sett ut fra norske forhold. Et

prosjekt ble nedsatt med representanter fra Eni Norge (operatør), Statoil (partner) og NOFO med mandat å finne løsninger for beredskapen på bakgrunn av behov som framkom i analyser, selskapsspesifikke krav og krav fra Miljødirektoratet. Prosjektet tok for seg beredskapen i alle barrierer inkludert overvåking og logistikkfunksjoner. Kyst- og strandsonen ble særskilt vektlagt på grunn av relativt kort drivtid til land. Arbeidet har blant annet resultert i utvikling og implementering av nye konsepter for bekjempning av akutt oljeforurensning i kyst- og strandsonen. Begge de nye konseptene er implementert før oppstart av produksjonsboring på Goliatfeltet og trenes og øves jevnlig. Den etablerte beredskapen er tilgjengelig for andre operatører med aktiviteter i Barentshavet. Metodikken for dimensjonering av kyst- og strandberedskapen samt konseptene med etablering av beredskap danner også mal for etablering beredskap i andre områder langs kysten med sammenlignbare forhold.

2 INNLEDNING

2.1 Bakgrunn

Miljødirektoratet (tidligere Klima- og forurensningsdirektoratet - Klif) sendte 20. mars 2013 brev til Norsk olje og gass hvor de ba oss, på vegne av bransjen, om å foreta en samlet gjennomgang av kapasiteten og robustheten til oljevernberedskapen på sokkelen. Spesielt etterspør Miljødirektoratet informasjon om og vurderinger av forholdene i beredskapen kystnært og i nordområdene. I brevet uttrykker direktoratet blant annet at det etter deres mening er et økt behov for at bransjen tar et mer helhetlig ansvar som følge av økt aktivitet over større områder, både lengre nord og nærmere kysten.

Etter mottak av brevet tok Norsk olje og gass initiativ til to møter med Miljødirektoratet i 2013. Det første (25. april) hadde som hovedmål å klargjøre brevetts innhold, mens det andre (3. september) var av mer informativ art hvor en del av de verktøy og prosesser industrien benytter for å evaluere beredskapsevnen på sokkelen, ble presentert. I tillegg fikk Miljødirektoratet 14. mars 2014 demonstrert hvordan NOFO i samarbeid med den enkelte operatør gjennomfører øvelser med formål å verifisere at beredskapen på enkelt-felt er i henhold til foreliggende beredskapsplaner.

En del av bekymringene uttrykt i Miljødirektoratets brev omhandler forhold som etter Norsk olje og gass' mening ikke var knyttet til generell kapasitet og robusthet eller som ligger utenfor vårt virksomhetsområde. Dette ble diskutert med Miljødirektoratet i møtet 25. april 2013. Basert på denne dialogen ble innholdet i vår tilbakemelding til Miljødirektoratet fremlagt i brev fra Norsk olje og gass av 31. mai 2013. Miljødirektoratet kommenterte dette i sitt brev av 28. juni 2013. Innholdet i denne rapporten bygger videre på diskusjonene i disse møtene.

2.2 Tilnærming

Rapporten er utarbeidet av en arbeidsgruppe bestående av representanter fra et utvalg operatørselskaper og NOFO, mens sekretariatet har vært Norsk olje og gass. Rapporten gir utdypende informasjon på de spørsmål som reises i Miljødirektoratets brev om status for tilgjengelige oljevernressurser på norsk sokkel samt de verktøy og prosesser industrien har etablert for å sikre at beredskapen er tilfredsstillende og i tråd med Alarp¹ prinsippet som er implementert i norsk HMS-regelverk. I tillegg til tilstrekkelig oljevernressurser inkluderer dette oppbygging av kompetanse, utvikling av ny teknologi samt endret organisering som i større grad sikrer samarbeid mellom ulike aktører.

Viktige underlag i arbeidet har vært funn fra revisjoner og gjennomganger av kapasitet og robusthet i beredskapen gjennomført av operatører og NOFO. Av andre

¹ Alarp – As low as reasonably practicable. Et grunnleggende prinsipp i HMS regelverket i Norge som innebærer at identifiserte tiltak som kan redusere risikoen knyttet til en aktivitet, skal implementeres selv om risikoen er innenfor definerte akseptkriterier, med mindre det kan dokumenteres at det er et urimelig misforhold mellom kostnader/ulempen og nytte. Dette medfører en kontinuerlig utvikling og forbedring av beredskapen.

viktige dokumenter er NOFOs strategi og handlingsplan for videre utvikling av oljevernet i 2012 – 2016. Denne ble vedtatt på generalforsamlingen 2012 og gir viktige føringer for utviklingen av beredskapen de nærmeste årene. Videre har vi benyttet industriens arbeid i etterkant av Macondo-utblåsningen i Mexicogolfen der formålet var å vurdere erfaringer fra hendelsen og relevans i forhold til mulige tiltak på norsk sokkel ([OLF 2012](#)). Effektvurderinger av gjennomførte risikoreduserende tiltak på norsk sokkel i Petroleumstilsynets (Ptil) [RNNP](#) rapporter og DNV ([2010](#)) har også blitt vektlagt i arbeidet.

2.3 Avgrensning

Dagens dimensjonering av oljevernberedskapen skjer med utgangspunkt i håndtering av ett stort oljeutslipp av gangen. I samsvar med beredskapsplanlegging innen de fleste samfunnssektorer i Norge og internasjonalt, vurderes det som urimelig å planlegge for to store, sjeldne og samtidige hendelser.

Spørsmålet fra Miljødirektoratet om «de samlede beredskapsressursene på sokkelen er tilstrekkelig for å ivareta det faktiske behovet», kan derfor besvares ved å vurdere om beredskapsressursene er tilstrekkelig for det enkelte produserende felt eller den enkelte leteaktivitet. En beredskapsressurs kan, gjennom samarbeidet mellom operatørene blant annet gjennom NOFO, inngå i flere beredskapsplaner samtidig. Dette er lagt til grunn for vurderingene i denne rapporten.

Allerede ved etableringen av NOFO i 1978 tok petroleumsindustrien et helhetlig ansvar for utviklingen av beredskapskapasiteten knyttet til aktiviteten på sokkelen. Et formål med etableringen av NOFO var at kapasiteten i størst mulig grad skulle være uavhengig av operatørens egne ressurser og at industrien unngikk unødvendige dobbeltinvesteringer. Alle operatører på sokkelen er medlemmer av NOFO og har gjennom medlemskapet tilgang til NOFOs ressurser. I tillegg kommer operatørens egne ressurser og avtalefestede ressurser. Dette temaet utredes derfor ikke videre i denne rapporten.

2.4 Grunnleggende prinsipper ved dimensjonering av beredskapen

2.4.1 Risikobasert tilnærming og dimensjonering av barrierer

Norsk regelverk for dimensjonering av oljevernberedskapen legger vekt på at sannsynligheten for og omfanget av skade på miljøet skal holdes på et lavt nivå og reduseres kontinuerlig innenfor rammen av operasjonelle muligheter, HMS og kostnader (Alarp). Dette er innarbeidet i operatørenes system for risikostyring. Risiko er kombinasjonen av sannsynlighet for at en hendelse skal inntreffe og konsekvensene av hendelsen. Gjennom risikoanalyser identifiseres barrierer som omfatter både forebyggende tiltak som reduserer sannsynlighet for utslipp, og konsekvensreduserende tiltak, herunder oljevernberedskap.

Et viktig prinsipp ved dimensjonering av beredskap mot akutt forurensning er at det benyttes flere uavhengige barrierer. Barrierer består av tekniske, operasjonelle og/eller organisatoriske tiltak som enten skal forhindre en konkret hendelse i å

inntreffe (forebygging – barriere 0) eller kan påvirke forløpet i en tilsiktet retning ved å begrense skader og/eller tap (konsekvensreduksjon, barriere 1 - 3). Når det etableres flere barrierer, skal det være tilstrekkelig uavhengighet mellom disse slik at de ikke settes ut av funksjon som følge av samme årsak.

I denne rapporten beskrives ressurser i tre barrierer slik disse er beskrevet i Norsk olje og gass' veileder for [beredskapsanalyse](#):

- barriere 1 gjelder bekjempelse på åpent hav nær utslippskilden (funksjon A) eller langs drivbanen (funksjon B)
- barriere 2 er bekjempelse i kystsonen
- barriere 3 er bekjempelse og beskyttelse av strandsonen overfor mobil olje (funksjon A), og oppsamling av stasjonær (strandet) olje på land (funksjon B).

Hver barriere dimensjoneres separat, men i analysene tas det noe hensyn til effekt av foregående barriere. Ressurser i barriere 1 vil i praksis kunne benyttes helt inn i kystsonen så lenge det er tilstrekkelig vanddybde for sikker manøvrering. Spesifikke oversikter over utstyr dedikert for bruk i barriere 2 kyst kan derfor være noe konservativt hvis man ikke tar hensyn til potensialet for omdisponering av ressurser fra åpent hav.

2.4.2 Valg av bekjempelsesmetode i barrierene

En barriere kan bestå av flere ulike typer teknologi. Eksempler på konsekvensreduserende tiltak er mekanisk oppsamling, kjemisk dispergering eller brenning. Valg av teknologi kan variere avhengig av årstid og situasjon og mellom felt som følge av en overordnet Neba²-vurdering av hvilke beredskapstiltak som totalt sett vil gi minst miljøskade. Denne typen analyser og vurderinger blir utført både i beredskapsplanleggingen og i en eventuell reell beredskapsaksjon.

² Neba – net environment benefit analysis. I Norge benyttes også begrepet Nedra – Net Environmental Damage and Response Assessment. Dette er vurderinger med formål å anbefale det beredskapstiltaket som totalt sett vil gi minst miljøskade. Analysene skal gjøres primært i beredskapsanalysen, men også under en aksjon.

3 UTVIKLINGEN I RISIKONIVÅET PÅ SOKKELEN

3.1 Aktiviteten på sokkelen

Økt aktivitet på sokkelen vil ved fravær av tiltak kunne medføre økt hyppighet av akutte utslipp av olje. Dagens aktivitet på norsk sokkel omtales ofte som høy, særlig med utgangspunkt i totale årlige investeringer. Ser man imidlertid på andre indikatorer som er mer relevante for miljørisiko, er ikke bildet like entydig. I Ptils årlige rapport om akutte utslipp på norsk sokkel benyttes antall borede brønner, antall innretningsår og mengde produsert olje som de mest relevante indikatorene for akutte utslipp.

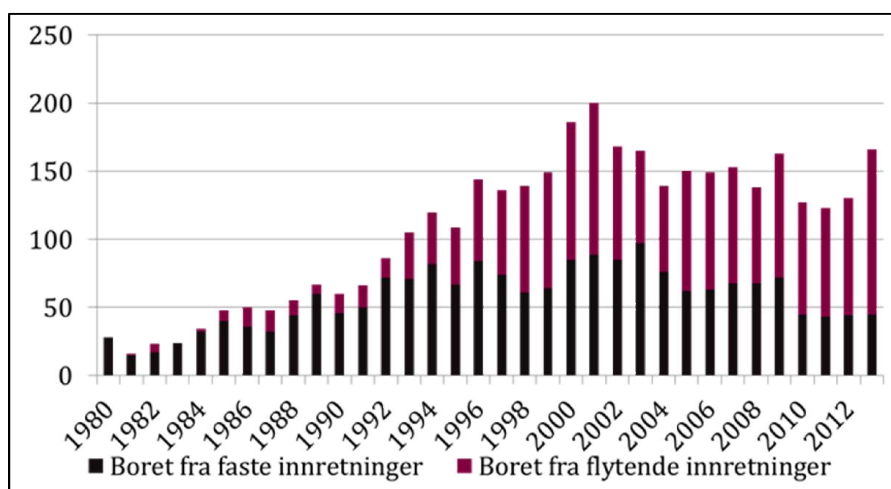
3.1.1 Produksjon av olje

Det er i alt vesentlige boring, produksjon og transport av råolje som bidrar til risiko for akutte utslipp i tilknytning til petroleumsvirksomheten. Produksjonen av olje har vært synkende og ligger i dag på omtrent det halve sammenlignet med toppåret 2001. I følge prognoser fra OD vil produksjonen imidlertid stabilisere seg de kommende år på omlag dagens nivå.

Når feltene har vært i produksjon noen år, vil utstrømmingen av olje reduseres. For å opprettholde en tilfredsstillende produksjonsrate vil det som regel kreves tiltak i form av økt trykkstøtte ved hjelp av nedpumping av vann eller gass. Når den naturlige utstrømmingen reduseres, reduseres samtidig sannsynlige utblåsningsrater og derved tilhørende behov for beredskapsressurser.

3.1.2 Antall brønner per år

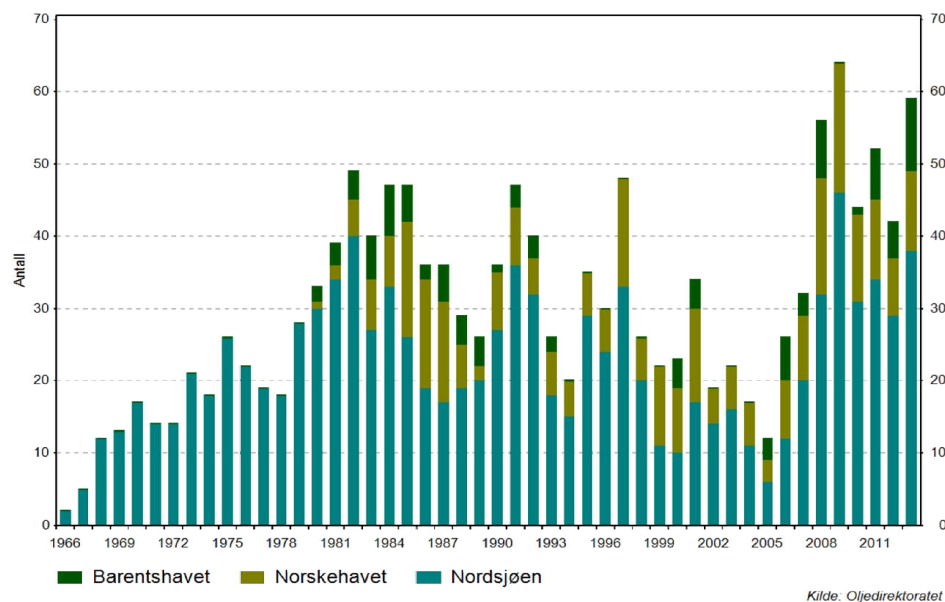
Antall ferdigstilte produksjonsbrønner, inkludert sidesteg, viser en svak nedgang og stabilisering de siste 10 – 15 årene (Figur 1).



Figur 1: Antall produksjonsbrønner inkludert sidesteg boret per år. Data fra OD.

Antall letebrønner har hatt en større variasjon. Perioden etter 1980 og de etterfølgende årene skiller seg ut med høy aktivitet, men det har vært høy aktivitet i

enkeltår også utover dette. Fra 2008 er det en markert oppgang. Mens snittet i perioden 1980-1987 lå på vel 40 har gjennomsnittet etter 2008 vært omlag 50 brønner per år (Figur 2).

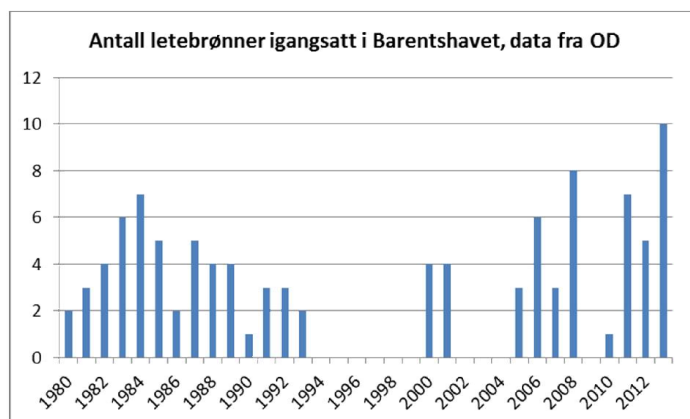


Figur 2: Antall letebrønner boret per år fordelt på de tre havområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Data fra OD.

Deler av Norskehavet og Barentshavet ble åpnet for petroleumsvirksomhet rundt 1979. Til tross stor interesse for disse områdene i enkelte perioder, har Nordsjøen hele tiden representert den dominerende andelen av det totale antallet brønner (Figur 2). Lavest andel av leteaktiviteten utgjorde Nordsjøen i 2000 da bare omlag 40 prosent av letebrønnene ble boret der.

3.1.3 Aktiviteten i Barentshavet

Antall brønner i Barentshavet har variert betydelig fra år til år (Figur 3), men har de siste årene vært høyt og noe høyere enn på 80-tallet etter en mellomperiode med lite og ingen aktivitet.



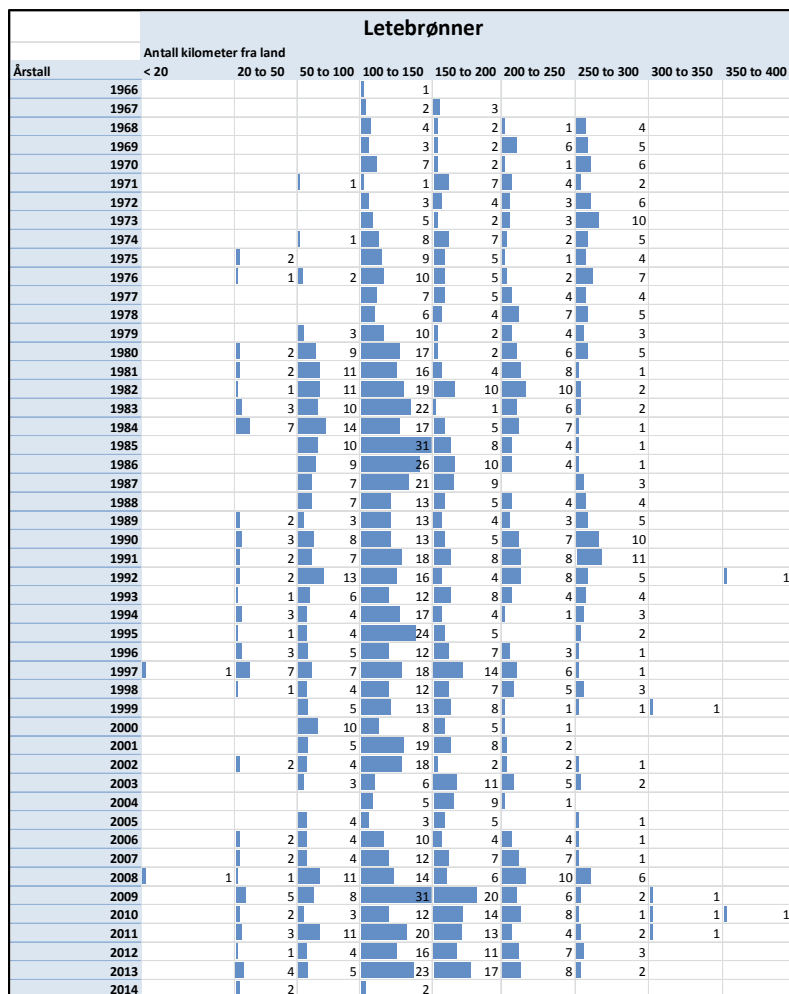
Figur 3: Antall letebrønner boret per år i Barentshavet, data fra OD.

Prognosene fra OD for de nærmeste årene tyder på at aktiviteten i nord vil holde seg relativt høy i Barentshavet.

Foreløpig er det ingen oljeproduserende felt i dette området, men Goliat forventes å starte sin produksjon i løpet av 2014. Det er også gjort flere funn av varierende størrelse de siste årene og noen av disse kan bli satt i produksjon. Imidlertid er det gjennomsnittlig 15 år fra en ressurs oppdages til den er i produksjon. Oppstart av produksjon i Barentshavet vil føre til en større geografisk spredning av helårlig aktivitet på sokkelen. Dette har medført at industrien allerede har økt sine beredskapsressurser for å oppfylle kravene til responstid (se kapittel 4).

3.1.4 Aktivitet nær kysten

Miljødirektoratet uttrykker bekymring i forhold til økende aktivitet nær kysten. Figur 4 viser antall letebrønner per år fordelt på ni avstandsintervaller fra kysten. De tre avstandskategoriene nærmere enn 100 kilometer fra kysten viser ingen klar tendens mot en økende leteaktivitet nær kysten de siste årene. Første brønn ble boret i 1975 og aktiviteten i denne avstanden fra kysten har siden variert. Imidlertid har hovedtyngden av brønnene gjennom hele perioden befunnet seg 100 til 200 kilometer fra land.



Figur 4: Fordelingen av letebrønner med ulik avstand fra land og oppstartsår.

Tilsvarende data er vist for produserende felt i figur 5. I 2010 ble Gjølå åpnet for produksjon. Dette er det første feltet med avstand om lag 50 kilometer fra kysten (35 kilometer fra ytre skjærgård, 55 kilometer fra fastlandet). I likhet med letebrønner har imidlertid hovedvekten av felt ligget mer enn 100 kilometer fra kysten. I avstandsintervallet 50 til 100 kilometer ble det første feltet satt i produksjon i 1989. Selv om antall felt totalt i denne avstandskategorien har vært økende fra 1989, er det ingen dramatisk økning de siste årene.

Årstall	Produserende felt					
	Antall kilometer fra land					
	20 to 50	50 to 100	100 to 150	150 to 200	200 to 250	250 to 300
1971						1
1978					1	
1979			1			1
1980				1		
1982						1
1985				1		
1986			1		1	
1988			1			
1989		1				
1990					1	1
1992			1			
1993		2		1		1
1994			2			
1995		1	1	1		
1996					2	
1997		1	1	1		
1998			1		1	
1999		1	4			
2000			2			
2001			1		1	
2002			1	2		
2003		2	1			
2004			2			
2005			1	1		
2006			2			
2007		1	1		2	1
2008				3		
2009			1	2	1	
2010	1	1		1		
2011					1	
2012			2	1	1	1
2013		1	2	1		

Figur 5: Fordelingen av produserende felt med ulik avstand fra land og oppstartsår.

Begge figurene viser at det ikke er en markert økt aktivitet nær kysten de siste årene. Leteboringer har foregått nærmere enn 50 kilometer helt fra 1975 og der det er utvinnbare ressurser igangsettes produksjon forutsatt at de tilfredsstiller

operatørens og myndighetenes krav til risiko og beredskap. Imidlertid vil det fra 2014 være to produserende felt hver med flere produserende innretninger med ca. 50 kilometer avstand fra land. For å opprettholde en tilfredsstillende responstid over hele sokkelen, har derfor industrien gjennom NOFO økt sine beredskapsressurser tilsvarende (se kapittel 4).

3.2 Risikonivået på sokkelen

Risiko er kombinasjonen av sannsynlighet for at en hendelse skal inntreffe og konsekvensene av hendelsen. Oppbyggingen av beredskapsressurser og -organisasjon bør derfor ses i lys av utviklingen i risikonivået på sokkelen. Ptil utgir årlige rapporter om utvikling av risiko knyttet til akutte utslipp fra petroleumsvirksomheten³. Rapporten omhandler analyse av faktiske utslipp og tilløpshendelser som ikke medførte utslipp, men som har potensial til å resultere i akutte utslipp dersom flere forebyggende tiltak hadde sviktet. Rapporten konkluderer med:

I perioden 2001 – 2012 har det samlet sett vært en tydelig reduksjon av antall akutte råoljeutslipp til sjø for hele sokkelen. Selv om det i løpet av perioden 2001-2012 har vært stadig flere oljeproduserende innretninger på norsk sokkel, er det stadig færre registrerte råoljeutslipp. Antall registrerte hendelser i 2012 viser en signifikant lavere verdi enn perioden 2001-2011.

Videre konkluderes det med at:

For norsk sokkel sett under ett, er det stadig færre hendelser som har potensiale for å føre til et akutt råoljeutslipp. Hvis man betrakter perioden 2001–2012 er hyppigheten på sitt laveste i 2012, men ikke vesentlig forskjellig fra siste seks år.

Indikatorene som Ptil benytter i sine vurderinger er normalisert i forhold til aktivitetsnivået. Det vil si at deres konklusjoner er ikke påvirket av endringer i produksjon av olje eller antall brønner boret på sokkelen.

Andre analyser av andre typer datakilder underbygger samme trend. I 2010 vurderte DNV sammen med industrien trenden i basisfrekvensene for utblåsninger oppgitt i Scandpower-rapportene fra siste ti år (DNV 2010). Et viktig grunnlag for å belyse sannsynlighet for akutte oljeutslipp er SINTEFs Offshore Blowout Database. Den omfatter informasjon om utblåsninger og brønnlekkasjer fra hele verden fra 1955 og frem til i dag. Den benyttes som grunnlag for Scandpower (nå Loyd's Register Consulting) i deres årlige rapport hvor de vurderer hvilke hendelser som er relevante for norsk sokkel. Data fra denne rapporten benyttes ofte som basisfrekvenser i miljørisiko- og beredskapsanalyser i Norge. DNV analysen av disse tallene viste mer enn 70 prosent nedgang i basisfrekvensen for utblåsninger siste ti år.

I DNV-rapporten ble det også presentert en detaljert analyse av gjennomførte forbedringstiltak for boring- og barriereteknologi, pålitelighet og operasjonelle prosedyrer. Hensikten var å se på effekten av disse på de enkelte hendelsene som

³ RNNP Akutte utslipp: «Risikonivå Petroleumsvirksomheten, Utvikling i risiko. Akutte utslipp. Norsk sokkel» årlig rapport fra Ptil.

inngikk i basisfrekvensen i Scandpower rapporten. Der konkluderes det med at med dagens standard, teknologi og organisering vil basisfrekvensen oppgitt av Scandpower kunne reduseres ytterligere med om lag 50 prosent.

Rapportene fra både Ptil og DNV viser med andre ord en betydelig nedgang i sannsynligheten for akutte utslipp på sokkelen.

3.3 Tiltak som kan redusere varigheten av utblåsninger

Under og etter Macondo-hendelsen i USA ble det utviklet utstyr som kan benyttes til å stenge en utblåsning ved kilden (kapsling - capping) og således redusere varigheten av en utblåsning.

Det er i dag flere slike cappingsystem tilgjengelige for operatørene på norsk sokkel. De viktigste er SWRP (Subsea Well Response Project) som har en komplett enhet lokalisert i Norge, samt WWC (Wild Well Control) som er stasjonert i Aberdeen. I tillegg er det også tilsvarende utstyr tilgjengelig for enkelte operatører gjennom deres internasjonale eierselskap.

Det er de langvarige utblåsningene som kan gi de mest alvorlige miljøskadene. Kapsling kan redusere varigheten til utblåsninger betydelig. I beste fall kan tiltaket få effekt om lag en uke etter hendelsen startet, men vil først og fremst redusere potensiell frekvens av hendelser med varighet mer enn to uker.

Analyser utført av DNV (på oppdrag fra Konkraft), viser kapsling på aktuelle brønner utenfor Lofoten – Vesterålen kan redusere miljørisiko, målt som redusert sannsynlighet for alvorlige og betydelige skader på bestander av sjøfugl og fisk, med mer enn 90 prosent.

Kapsling er i dag ikke inkludert som risikoreduserende tiltak i søknader om tillatelse. Tilgangen til denne intervensjonsmuligheten reduserer behovet for å planlegge for langvarige aksjoner.

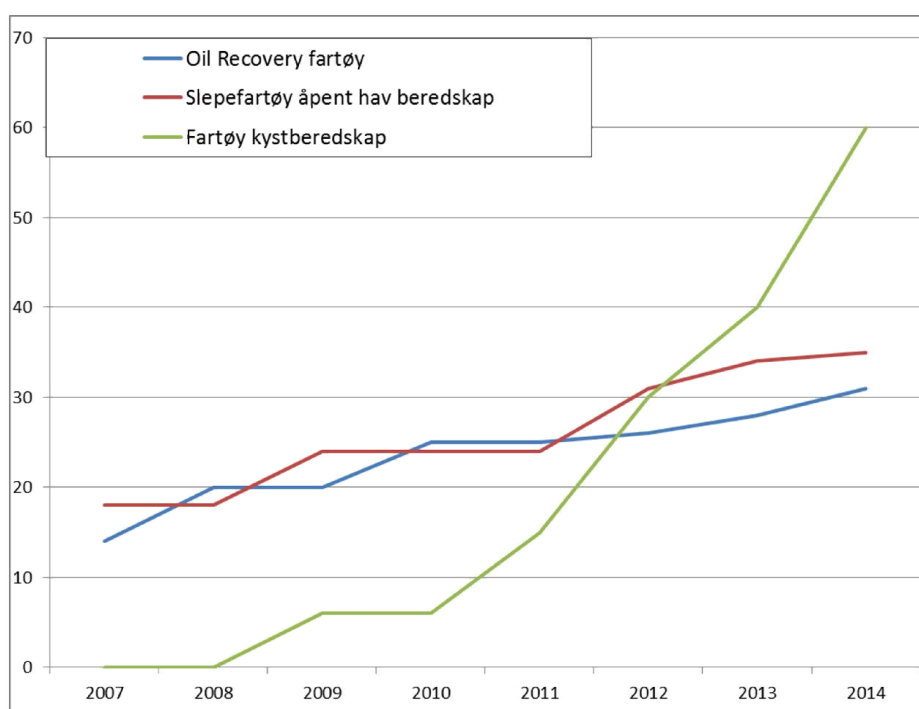
4 OLJEVERNKAPASITET PÅ NORSK SOKKEL

4.1 Utviklingen i beredskapsressursene

Risikonivået på norsk sokkel knyttet til akutte utslipp er, som vist i forrige kapittel, blitt redusert som følge av forebyggende tiltak (barriere 0) og tilgangen på utstyr for kapsling av brønnhodet. Samtidig med dette er beredskapsressursene innen oljevern betydelig styrket. Dette demonstrerer effekten av en risikotilnærming basert på Alarp slik industrien har på norsk sokkel.

Figur 6 nedenfor viser utviklingen for hele sokkelen fra 2007 frem til i dag innen tre viktige ressurskategorier som inngår i beredskapen på sokkelen:

- Antall store, havgående oljevern fartøy (OR – Oil Recovery)⁴
- Antall slepefartøy som kan benyttes på åpent hav
- Antall oljevern fartøy egnet for kystoperasjoner



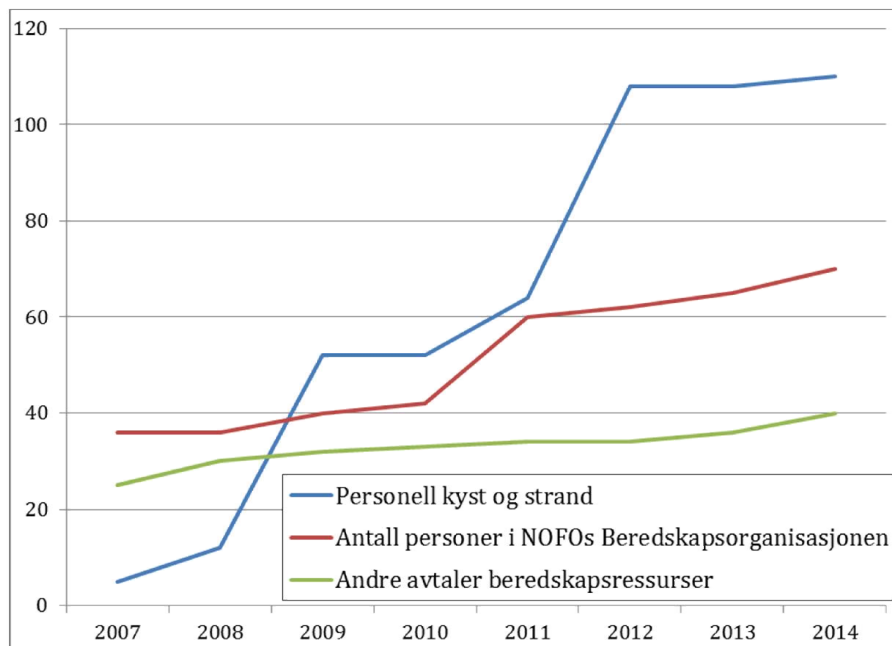
Figur 6: Utviklingen av antall fartøy av tre kategorier som inngår i NOFOs ressurspool

Økningen i antall oljevern fartøy medfører også at andre viktige ressursparametere som tank-kapasitet og kompetent oljevernpersonell øker tilsvarende (se figur 7). For eksempel er det alltid to godkjente mannskap tilgjengelig for hvert OR-fartøy.

Økningen i kapasitet for kyst- og strandberedskapen er svært markant, men også beredskapen i åpent hav har økt betydelig. Det er viktig å være oppmerksom på at havgående system også kan omdisponeres til å bli benyttet kystnært.

⁴ Disse fartøyene kan også benyttes ved kysten (barriere 2) gitt at dybdeforholdene er tilstrekkelige.

Bruk av fiskefartøy og andre mindre fartøy i kystberedskapen krevde en endring av forskriftene som forvaltes av Sjøfartsdirektoratet. Før disse trådte i kraft, måtte det søkes om dispensasjon for hvert enkelt fartøy noe som var tids- og arbeidskrevende. Endringen kom på plass etter betydelig påtrykk fra industrien og NOFO. Den har medført at det også er enklere for den statlige beredskapen å etablere avtaler med fiskefartøy. Uavhengig av industriens oppbygging av kystberedskapen har også Kystverket de siste årene etablert avtaler med en rekke mindre fartøy som er tilknyttet de statlige oljeverndepotene langs kysten.



Figur 7: Utviklingen av antall personer som inngår i NOFOs ressurspool

Personellressursene i Figur 7 har kontrakt med NOFO. I tillegg finnes om lag 900 trente personer fra IUA⁵, Kystverkets depoter, WWF⁶ og andre (se vedlegg 1 for detaljer).

Oppbyggingen av beredskapsressurser blir behandlet og besluttet i NOFOs styre og generalforsamling jf. NOFOs strategi og handlingsplan. Bakgrunnen for de siste vedtakene er gjennomgang og vurderinger av nødvendig kapasitet som følge av blant annet fremtidig permanent aktivitet i Barentshavet og oppstart av flere felt med relativt kort drivtid til land.

4.2 Oljevernressurser per januar 2014

De samlede beredskapsressursene operatørselskapene på sokkelen har tilgang til er betydelige og er oppsummert i vedlegg til rapporten. I dette kapitlet er det kun gitt en kortfattet oversikt ressursene pr. januar 2014.

⁵ IUA: Interkommunalt Utvalg mot Akuttforurensning er en norsk beredskapsorganisering mellom kommuner med ansvar å ivareta kommunenes beredskap mot akutt forurensning på sjø og land. Totalt er det 31 slike, hvorav NOFO har avtale med de som befinner seg i kystområder eksponert for oljeutslipp fra sokkelen

⁶ WWF: World Wide Fund for Nature

NOFOs Generalforsamling vedtok 2012 vedtatt en omforent og ambisiøs strategi for perioden 2012-2016. Denne er fulgt opp med en handlingsplan for iverksettelse av en rekke tiltak for ytterligere styrking av kapasitet og robusthet innen oljevern. Oversikten inkluderer de investeringene som er gjennomført så langt, men omfatter ikke gjenværende investeringer frem til 2016.

Den største veksten i ressurser vist i forrige kapittel har vært i barriere 2 Kyst og 3 Strand. Den nye modellen for dimensjonering av kystberedskap som har vært grunnlaget for oppbyggingen av beredskapen i disse barrierene i Finnmark, benyttes også i dag ved dimensjonering av kystnær beredskap for andre felt.

4.2.1 Oljevernressurser tilgjengelig gjennom NOFO

De ressursene som oljeindustrien i dag har tilgjengelig gjennom sitt medlemskap i NOFO, kan sammenfattes som følger:

Havgående beredskap (barriere 1)

- Beredskapssentral med state-of-the-art teknologi. Kan kommunisere med Kystverkets beredskapssentral ved behov.
- 31 oljevern fartøy med tilsvarende antall slepefartøy, herunder bruk av Redningsselskapets ressurser
- 25 havgående system for mekanisk oppsamling, hvorav 11 av disse systemene er permanent plassert om bord i fartøy i stående beredskap
- Fem oljevern baser med 100 utstysoperatører
- Permanent dispergeringskapasitet på 10 fartøy i stående beredskap
- Tilgang på OSRL⁷ fly for dispergering samt tilgang til deres lager på 100 m³ dispergeringsmiddel
- Tilgang på 780 m³ dispergeringsmiddel fordelt på:
 - 536 m³ på 12 fartøy i stående beredskap
 - 252 m³ på lager fordelt på 4 baser
- Avtale med Teekay om tilgang på bøyelastere til bruk for mellomlagring av oppsamlet oljeemulsjon
- Avtale med KSAT⁸ om fjernovervåking av kontinentalsokkelen
- Oljedetekterende radarsystem (OSD) og infrarøde sensorer (IR) på fartøy i stående beredskap for deteksjon av olje, SLAR radar, FLIR (forward looking infrared camera) og etablerte rutiner
- Dispergeringssystemet BV spray utviklet i NOFOs F&U program Oljevern2010
- To aerostater for operasjonell fjernmåling utviklet i Oljevern2010 programmet
- Tilgang til en MOS Sweeper. Denne ble utviklet Oljevern2010 programmet. Systemet takler både høye bølger og sterkere strøm enn tradisjonelle lenser og representerer i realiteten et 26. havgående system.

⁷ OSRL: Oil Spill Response Limited. Beredskapsorganisasjon eid av industrien lokalisert en rekke steder globalt, med et senter i Aberdeen i Storbritannia. Leverer blant annet tjenester innen oljevernberedskap globalt med vekt på dispergering fra fly.

⁸ Kongsberg Satellite Services AS (KSAT) er et norsk selskap med bakkestasjoner som kan lese ned og prosessere satellittbilder for blant annet deteksjon av oljeflak på havet.

Kystnært (barriere 2)

- Tilgang til 110 båter hvorav 60 fiskebåter
- 3 støttefartøy, 4 speedlektere, en stor og to mindre arbeidsflåter som er utviklet blant annet med tanke på aksjoner i områder med dårlig infrastruktur
- Større mengde oljevernutstyr, herunder 25 kyst- og fjordsystem (Current Buster), lede- og sperrelenser samt absorberende lenser
- Fiskere og annet personell tilknyttet ordinær kystflåte, med lokalkunnskap og bred erfaring med slep av redskap
- Utstyr for fjernmåling på kontinentalsokkelen kan også brukes til overvåkning kystnært, herunder bruk av aerostater, droner og tre kystnære mobile radarstasjoner for måling av strømminger i øvre vannsjikt slik at man kan bedre kan forutsi kystnær oljedrift og spredning
- De 25 systemene som er listet opp under havgående beredskap også kan brukes i den kystnære beredskapen.

Strand (barriere 3)

- NOFO egne ressurser omfatter over 60 personer for organisering og ledelse av aksjoner i strandsonen, og 40 personer som innsatsgruppe for akutte strandaksjoner (IGSA)
- Offentlige samarbeidsavtaler med 21 IUA og Kystverkets depotstyrker
- Private samarbeidsavtaler med blant annet WWF (tilgang på 550 personer), MMB (tilgang på 30 personer for ledelse), Norlense beredskap og Røde Kors
- Materiell og andre avtaler for strandsanering.

4.2.2 Tilgang til ressurser gjennom NOFOs avtaler

Avtaler om bruk av offentlige beredskapsressurser omfatter både nasjonal og internasjonale ressurser. Noen av de viktigste er:

Nasjonale avtaler:

- Avtale med Kystverket (KyV) om tilgang til:
 - Statlige depoter (materiell og depotpersonell)
 - Oljevern fartøy
 - Slepebåter
 - Kystvakten (ytte og indre kystvakt, oljevernutstyr, kommandofartøy)
 - Forsvaret (personell)
 - NAV (personell strandaksjoner)
 - Sivilforsvaret (logistikkstøtte til strandaksjoner)
- Avtaler med IUA om tilgang til:
 - Personell, materiell, egne avtaler og planer innenfor det enkelte IUAs ansvarsområde

- Avtale med KyV om bruk av to overvåkningsfly (LN-KYV og LN-TRG):
 - o Bestilling/avrop for rutinemessig overvåkingsfly med spesialutrustet fly.
- Avtale med meteorologisk institutt (værvarsel, drivbaner, spesialvarsel etc)
- Avtale med Norges Brannskole i Tjeldsund kommune i Nordland og Finnmark Fylkeskommunes maritime fagskole i Honningsvåg om kurs/opplæring
 - o Opplæring av personell, spesielt fra IGK (Innsatsgruppe Kyst) og IGSA (Innsatsgruppe strand akutt) samt IUA, i temaene lagledelse og skadestedsledelse for kyst- og strandoperasjoner samt materiell-håndterings kurs.

Internasjonale avtaler:

- Avtale mellom OSRL og NOFO som gir tilgang på dispergeringsfly og 100 m³ dispergeringsmiddel
- OCES⁹ avtale om deling av ressurser.

4.2.3 Tilgang til ressurser gjennom andre avtaler

Operatørenes internasjonale avtaler:

- Avtaler mellom operatørene og Tier 3 beredskapsorganisasjoner. OSRL nevnt over er eksempel på en slik organisasjon. Flere av operatørene har etablert avtaler som går ut over avtalen NOFO har med OSRL der de får tilgang til omfattende ressurser. Blant annet omfatter dette betydelige mengder av dispergeringsmidler og utstyr. For dispergering med fly er det tilgang foreløpig til vel 300 m³ dispergeringsmiddel. I tillegg er det under oppbygging et lager på flere tusen kubikkmeter for bruk ved undervannsdispergering ved kilden.
- Kapsling av brønn (capping) inngår ikke i oljevernberedskapen, men bør allikevel nevnes som et konsekvensreducerende tiltak som reduserer sannsynligheten for langvarige aksjoner. Ptil betrakter dette som et viktig risikoreducerende tiltak og har i eget brev kommunisert at en avtale om tilgang til denne typen utstyr skal foreligge før samtykke vil bli gitt. Industrien har etablert plan og øvelser for å sikre samordning i grensesnittene mellom selskap og leverandør.

Statlige internasjonale avtaler:

- NORBRIT om samarbeid mellom UK og Norge
 - o NORBRIT-avtalen er mellom Norge og Storbritannia om samhandling ved akutte utslipp fra virksomheten på sokkelen

⁹ OCES: Joint declaration and emergency assistance code in respect of mutual aid in the event of an offshore emergency situation. En avtale mellom oljeindustrien i landene rundt Nordsjøen om gjensidig støtte og tilgang til ressurser.

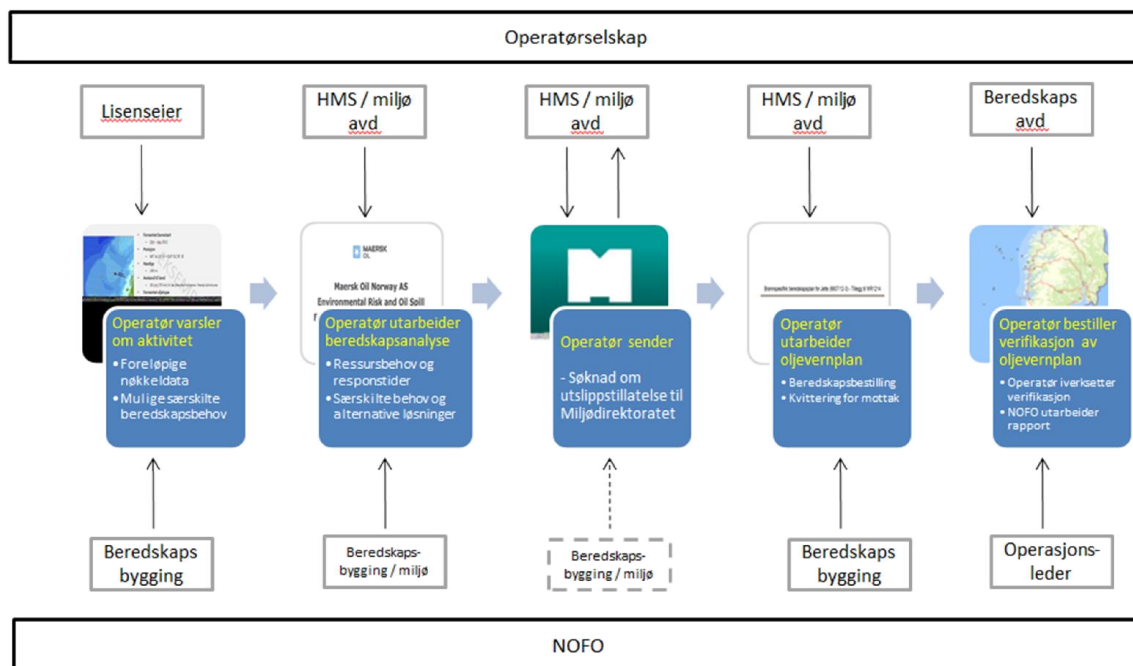
- København avtalen om samvirke mellom de nordiske land
 - Københavnavtalen er et samarbeid mellom de nordiske landene innen olje- og kjemikalieuhell.
- Bonn-avtalen om samvirke mellom land som grenser til Nordsjøen
 - Bonnnavtalen er et samarbeid om bekjempelse av akutt forurensning, olje og kjemikalier. Foruten Norge deltar Belgia, Danmark, England, Frankrike, Nederland, Sverige, Tyskland, samt Irland som observatør.
- EMSA om økt satellittdekning (EUs avtale med KSAT)
 - EMSA har kjøpt satellittjeneste fra KSAT. Gjennom KyV kan økt dekning ved aksjoner bestilles og leveres fra denne EU organisasjonen
- Joint Action Plan (Norge-Russland i nordområdene)
 - Joint Action Plan er en avtale mellom Norge og Russland om beredskapssamarbeid i nordområdene.

Samarbeidsavtalene omfatter også felles øvelser og samordning av organisasjonen.

5 DIMENSJONERING OG ETABLERING AV BEREDSKAP

5.1 Innledning

Det er innarbeidet en prosess for etablering av oljevernberedskap som settes i gang ved oppstart av planleggingen av en ny aktivitet fra starten av aktiviteten frem til denne avsluttes. Både operatørselskapet og NOFO bidrar aktivt i denne prosessen (Figur 8).



Figur 8: Skisse av prosessen mellom operatør og NOFO ved etablering av beredskap for en ny aktivitet

Hos operatøren vil planleggingsprosessen ofte gjennomføres i henhold til følgende prosessstrinn:

1. Innledende kartlegging og vurdering av risiko knyttet til den planlagte aktiviteten i det aktuelle område.
2. Innledende dialog mellom NOFO og operatørselskapet
3. Gjennomføring av nødvendige analyser for vurdering av miljørisiko og som dimensjoneringsgrunnlag for beredskapen,
4. Innhenting av kunnskap om de(n) aktuelle råoljenes kjemiske og fysiske egenskaper
5. Utvikling av nye beredskapskonsepter tilpasset forholdene i påvirkningsområdet
6. Fastsettelse av beredskapsbehov
7. Anskaffelse og tilpasning av materiellressurser
8. Rekruttere personell ved behov
9. Utvikle og verifisere kompetanse hos nytt innsattpersonellet
10. Trene og øve beredskapsløsningene

I de etterfølgende avsnitt beskrives de viktigste trinnene i prosessen til ferdig etablert og verifisert beredskap.

5.2 Innledende kartlegging og vurdering av risikoforhold

Operatørene gjennomfører omfattende innledende studier og vurderinger av risikoforhold i aktuelt område. Hovedfokus i dette arbeidet er forebyggende tiltak og identifisere riktig tilnærming i forhold til reservoarets og områdets kvaliteter. Dette inkluderer ofte også vurdering av relevante miljøsensitivitet og lignende (ESHIA - Environment Safety Health Impact Assessment).

5.3 Innledende dialog mellom operatørselskap og NOFO

Allerede før det foreligger en beredskapsanalyse eller søknad om tillatelse, gjennomføres ofte innledende dialog mellom operatørselskapet og NOFO. Mange operatører innrapporterer også år/aktivitetsplaner til NOFO. Formålet med denne dialogen er å forberede NOFO på behovet for beredskapsressurser slik at konsekvenser for den øvrige beredskapen kan vurderes på et tidligst mulig tidspunkt.

I dette prosess-trinnet fremlegger operatøren det planlagte prospekt med foreløpige nøkkeldata. Aktuell informasjon for NOFO er blant annet forventet borestart, posisjon, havdyp, avstand til land, oljetype og forventet beredskapsbehov. Andre viktige avklaringer er mulig optimalisering av beredskapen og beredskapsmessige utfordringer i det området aktiviteten er planlagt.

5.4 Dimensjoneringsprosessen med tilhørende analyser

Forurensningsloven og HMS regelverket krever at beredskapen dimensjoneres i rimelig forhold til den risikoen som aktiviteten medfører. Beredskapen skal ta rimelig hensyn til risiko innenfor rammen av operasjonelle muligheter, HMS og kostnader (Alarp-prinsippet). Trinnene med å dimensjonere beredskapen mot akutt forurensning består blant annet av:

- Analyser/studier av blant annet utslippsrater, oljedriftsberegninger med aktuell oljetype og strøm- og vinddata
- Miljørettet risikoanalyse
- Miljørettet beredskapsanalyse basert på Neba tilnærming
- Dispergeringsanalyser/strategi

Beredskapstiltak i barrierene dimensjoneres i tråd med aktivitetsspesifikke ytelseskrav satt av den ansvarlige for petroleumsvirksomheten før beredskapsanalysene gjennomføres.

Historisk har analysene resultert i spesifikke krav til antall oljevernssystem i åpent hav og langs drivbanen (barriere 1), mens de ofte kunne være noe mangelfulle i forhold til å spesifisere ressurser ved kysten (barriere 2) og i strandsonen (barriere 3). Dette har imidlertid endret seg i betydelig grad de senere år. Det har vært gjort et

omfattende utviklingsarbeid av analysemetoder og forutsetninger for analysene i tilknytning til planleggingen av kystnær beredskap. Ett eksempel benyttet av flere selskaper er en metodisk kartlegging av områdespesifikk sårbarhet og biodiversitet for å dimensjonere og tilpasse strategien for barriere 2 Kyst og 3 Strand. Arbeidet omfatter feltundersøkelser og en betydelig bedret involvering av ulike aktører (IUA/kommuner/andre lokale aktører).

Effektivitet og kapasitet for beredskapsressurser er sammenstilt i Norsk olje og gass' veiledning for beredskapsanalyser som ble ferdigstilt høsten 2013. Dette underlaget i Veilederens vedlegg A vil bli oppdatert årlig. Informasjonen vil også bli publisert på NOFOs nettsider under temaet plangrunnlag. Dette sikrer at de samme forutsetninger og underlag benyttes i operatørenes beredskapsanalyser.

For materiell som inngår i Barriere 1 har man benyttet erfaringstall fra NOFOs olje-på-vannet øvelsene (OPV). For Barriere 2 og 3 system foreligger et betydelig erfaringsgrunnlag fra Kystverkets mange aksjoner etter skipshavarier. Dette er sammenstilt i beredskapsanalysen gjennomført av Kystverket (2011).

De årlige olje-på-vann forsøkene benyttes for å understøtte teknologiutvikling og til å kvalifisere nytt materiell for oljevernberedskapen. Disse aktivitetene vil kunne gi et underlag for å vurdere ytelser. Typisk vil ytelsesdata fra kvantitative eksperimenter utført i testanlegg på land til en viss grad kunne etterprøves under olje-på-vann.

Petroleumsvirksomheten vil fortsette arbeidet med å verifisere og oppdatere ytelsesdata for oljevernmateriell i årene som kommer. Et nystartet initiativ fra industrien er et samarbeidsprosjekt (JIP – Joint Industry Project) mellom en del operatører på sokkelen med formål å utarbeide en systematisk opparbeidelse av ytelsesdata for beredskapsmateriell.

Faglig forum Operasjon etablert av NOFO er ment å bidra til videreutvikling av både faktagrunnlag og analysemetodikk.

Resultatene av analysene sendes som vedlegg til søknad om tillatelse virksomhet etter forurensningsloven. Denne søknaden inneholder operatørselskapets vurdering av behovet for beredskap mot akutt forurensning. Hvis tillatelse til aktiviteten blir gitt fra myndighetene har operatøren ansvaret for at beredskapen er operativ og at den tilfredsstiller de ytelseskravene som Miljødirektoratet har satt i tillatelsen.

5.5 Etablering av beredskap for en aktivitet

Basert på analyseresultatene utarbeider operatøren en plan for oljevernberedskapen. Den inneholder bla. en detaljert beskrivelse av hvilke ressurser som skal inngå i de ulike barrierene med tilhørende krav til ytelse (responstid mv.).

Felt i produksjon definerer rammene for NOFO-fellesskapets beredskapsbehov, og dermed for hvilke ressurser NOFO til en hver tid skal ha. På bakgrunn av dette behovet bygger NOFO en tilstrekkelig beredskap for fellesskapet. De samme ressursene vil også bli benyttet til å bygge oljevernberedskap i forbindelse med leteboringer.

For å vurdere om de samlede ressursene er tilfredsstillende, har NOFO utviklet et beslutningsstøttesystem. Gjennom dette sjekkes det om ressursbehovet knyttet til en ny leteaktivitet dekkes av eksisterende ressurser. Hvis dette ikke er tilfellet, må det bygges særskilt beredskap for operatørens regning. Dette kan for eksempel innebære midlertidig mobilisering av et NOFO system for å nå responstidskravet til første system i Barriere 1. I tillegg til mobilisering av NOFO-system, inkluderer dette også fire NOFO operatører og om nødvendig eget slepefartøy. I 2013 satte NOFO opp 18 slike midlertidige mobiliseringer.

Et annet eksempel kan være særskilt bestilling av satellittscener over et definert område for å ivareta krav om fjernmåling (tidligdeteksjon). Løsningen Dong E&P Norge har for Trymfeltet er et eksempel på dette, med minimum én scene som dekker feltet hver 24 time.

Beredskapsplanen utvikles av operatørene i kommunikasjon med NOFO der men blant annet diskuterer optimale løsninger (se også avsnittene over). Den ferdige plan oversendes til NOFO som grunnlag for en bestilling av ressurser. NOFO tilgjengeliggjør planen for beredskapsorganisasjonene via GIS-verktøyet Nora.

5.6 Verifikasjon av beredskap for en aktivitet

Hver uke gjennomfører NOFO øvelser som systematisk sjekker ut at ressursene i beredskapsplanene til de ulike aktivitetene på sokkelen faktisk er tilgjengelige og at de oppfyller de operative kravene.

På denne måten verifiseres ressursenes tilgjengelighet i sanntid og innenfor et operativt miljø. Det regionale perspektivet i beredskapen er ivaretatt ved at samme materiell er bundet opp i beredskapsforpliktelser for flere aktiviteter innen et geografisk område. Dette sikrer en samfunnsøkonomisk og hensiktsmessig utnyttelse av ressursene.

Følgende verifikasjoner er de siste årene gjennomført for letebrønner:

- 2012: 43 letebrønner, 31 verifikasjoner
- 2013: 59 letebrønner, 29 verifikasjoner
- 2014: 10 verifikasjoner (1. januar – 4. april)

6 ROBUSTHET I OLJEVERNBEREDSKAPEN PÅ SOKKELEN

Med robusthet menes den dimensjonerte beredskapens evne til å opprettholde sin funksjon når den utsettes for påkjenninger, og til å opprettholde funksjon ut over varigheten til dimensjonerende hendelser.

Dette forutsetter at beredskapsorganisasjonen er trent og har høy kompetanse. Den må være organisert og utrustet til å tåle påkjenninger over lang tid. Det betyr at en må ha tilstrekkelig materiell og personell og med en logistikk som understøtter operasjonen.

Robusthet betyr også å kunne kompensere for naturgitte begrensninger knyttet til sjøtilstand, kulde og manglende lys. Petroleumsindustrien arbeider systematisk med å redusere slike begrensninger, både teknologisk, operativt og kompetansemessig.

I dette kapittelet vil vi først gi eksempler på ressurser industrien har tilgang til, men som ikke inngår i beredskapsplanene og dermed representerer en robusthet.

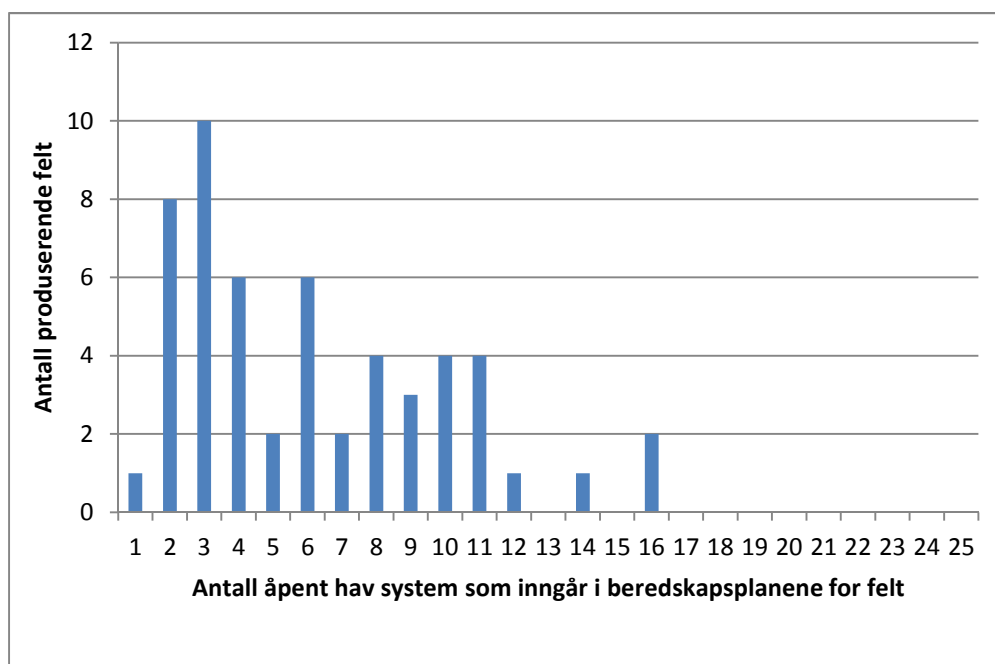
Deretter vil vi beskrive en del utviklingstrekk innen teknologi og organisering som har, og fortsatt vil, bidra til økt robusthet i beredskapen.

6.1 Kapsling (Capping)

Effekten av kapsling inkluderes ikke i de scenariene som ligger til grunn for dimensjoneringen av beredskap på norsk sokkel. Tilgangen til denne intervensjonsmuligheten på sokkelen bidrar til en vesentlig redusert sannsynlighet for langvarige utblåsninger reduserer behovet for å planlegge for langvarige aksjoner på mange letebrønner og produserende felt.

6.2 NOFOs beredskapsressurser

Petroleumsvirksomheten gjennom NOFO planlegger med en overkapasitet i forhold til det faktiske beredskapsbehovet som fremkommer av beredskapsanalysene. Denne overkapasiteten er illustrert i figur 9. Den viser at det høyeste behovet for åpent hav system er på to felt, der beredskapsplanene krever 16 system. Tar man hensyn til responstiden definert for hvert enkelt felt og den geografiske spredningen av den totale aktiviteten på sokkelen, er det behov for 20 havgående system i Barriere 1. Sammenlignet med dette har NOFO i dag 25 system i sin beredskap. Dette innebærer en overkapasitet for denne type ressurser på 25 prosent for de to feltene med størst behov og sikrer en robusthet ved teknisk svikt av utstyr eller rutinemessig vedlikehold.



Figur 9: Fordelingen av antall åpent hav system som inngår i beredskapsplanene til produserende felt på norsk sokkel.

De aller fleste av feltene (94 %) har imidlertid et dimensjonerende behov på 12 system eller færre. Robustheten i forhold til disse feltene er dermed slik at det finnes mer enn dobbelt så mange system tilgjengelig enn det som er definert som dimensjonerende behov.

Tilsvarende føringer og vurderinger ligger også til grunn for tilgangen til ressurser i de øvrige barrierene.

6.3 Robusthet i beredskapsdimensjoneringen

Felles retningslinjer for dimensjonering av beredskapen er tilgjengelig gjennom den nylig reviderte veiledningen for beredskapsanalyse til Norsk olje og gass. Veiledningen er et levende dokument som vil revideres jevnlig som følge av utvikling av ny teknologi og erfaringstall for ytelsen til utstyret. Beredskapens faktiske ytelse under en reell hendelse vil variere avhengig av en rekke forhold, hvorav noen er naturgitte og dermed ikke forutsigbare. For at dimensjonering av beredskap skal kunne utføres på tilfredsstillende måte hvor disse begrensningene er ivaretatt, er omforente forutsetninger i form av inngangsdata angitt i vedlegg 2. Dette sammen med NOFOs overkapasitet på ressurser sikrer en robusthet i beredskapen.

6.4 Økt tilgang på dispergeringsutstyr og dispergeringsmidler

Økt bruk av dispergering som bekjempelsesmetode vil øke robustheten ved at flere tiltaksalternativer blir lettere tilgjengelig. Tidligere var dette ikke inkludert i beredskapsplanene på mange felt. I dag inkluderes dette tiltaket i økende grad ved oppdatering av beredskapsplanene.

Det er nå 90 % av fartøyene i stående beredskap ute ved innretningene som har dispergeringsutstyr og –midler om bord klar til bruk. I tillegg har mengde dispergeringsmiddel på lager i land økt samtidig som industrien gjennom NOFO har tilgang til depoter med dispergeringsressurser internasjonalt.

Mange operatørselskaper har i tillegg egne avtaler med internasjonale Tier 3 beredskapsorganisasjoner og tilgang til ressurser gjennom deres internasjonale konsern. For eksempel har flere operatører tilgang til flybasert dispergering ved bruk av Hercules eller Boeing 727 gjennom OSRL (Tier 3 leverandør). Videre er det utviklet utstyr for dispergering ved kilden under vann som en del operatører har tilgang til gjennom egne avtaler. I tillegg er det flere av operatørene som har etablert avtale om tilgang til store lagre med ulike typer dispergeringsmiddel som er under oppbygging nå. Disse ressursene inngår ikke i beredskapsplanene og utgjør derved en betydelig robusthet i beredskapen.

6.5 Andre beredskapsressurser

Fordi det dimensjonerende beredskapsbehovet på norsk sokkel utelukkende dekkes med ressurser som befinner seg i Norge, utgjør de ressurser som NOFO og operatørene har tilgang til gjennom avtaler internasjonalt en viktig tilleggskapasitet. Disse ressursene bidrar derfor til en robust beredskap.

Etter Macondo-hendelsen i 2010 har det også blitt utarbeidet [prosedyrer](#)¹⁰ for internasjonalt samarbeid om ressursdeling mellom operatørene ved større hendelser. Formålet er å effektivisere bistand mellom selskaper under store aksjoner hvor det kan være behov for ressurser ut over de inkludert i beredskapsplanene. Industrien har tidligere demonstrert at de hurtig kan bistå hverandre under denne typen aksjoner. Disse prosedyrene er ment å forbedre dette ytterligere.

6.6 Pågående prosesser for å sikre tilfredsstillende robust beredskap

6.6.1 Jevnlige vurderinger av beredskapen

Det er igangsatt en rekke tiltak i NOFO og hos operatørene for å vurdere om beredskapen er tilfredsstillende. I 2011 gjennomførte NOFO en kvalitativ vurdering av kapasiteten og robustheten i beredskapen, blant annet som følge av økt geografisk spredning av aktiviteten og fordi det fra 2015 vil være produksjon på to oljefelt hvor responstiden for kystberedskapen er relativt kort sammenlignet med det generelle nivået blant felt på norsk sokkel. Analysen ble benyttet som grunnlag for forslag til konkrete tiltak. Blant tiltakene var anskaffelse av nye system både innen den havgående og kyst/strand beredskapen jf. figurene i kapittel 4.

¹⁰ OGP Report No. 487: Mutual aid in large-scale offshore incidents — a framework for the offshore oil and gas industry

6.6.2 Utvikling av produkter og metoder

Under teknologiutviklingsprogrammet Oljevern 2010 ble det utviklet en rekke produkter og metoder som i dag er i ferd med å operasjonaliseres. Eksempler er bedre overvåking av olje på overflaten i mørke og dårlig sikt, oppsamling ved høyere hastigheter og sterk strøm, dispergering fra båt og nye verktøy for kyst- og strandaksjoner i områder med dårlig utbygd infrastruktur. Ett eksempel på en slik operasjonalisering er at flere felt nå er i ferd med å driftsette et stort, mobiliserbart dispergeringssystem utviklet i Oljevern 2010. Dette blir installert blant annet på beredskapsfartøy tilknyttet Valhall i løpet av 2014.

I dag arbeides det blant annet med ny teknologi som kan øke slepehastigheten, og dermed effektiviteten, for eksisterende utstyr ("forlenser"). Konseptet skal prøves ut for 2. gang under olje-på-vann 2014.

Det refereres forøvrig til kapittel 10 for en beskrivelse av pågående teknologiutvikling.

7 ORGANISERING AV BEREDSKAPEN

Etter Macondo-hendelsen i Mexicogolfen i 2010 nedsatte Norsk olje og gass en bredt sammensatt arbeidsgruppe. Hensikten var å gjennomføre en omfattende vurdering av alle fakta fra hendelsen for å vurdere relevansen for norske forhold og for å vurdere mulige tiltak på norsk sokkel for bedre å takle ekstreme hendelser. Denne gjennomgangen inkluderte også oljevernberedskapen. Anbefalinger fra arbeidet (OLF 2012) er enten implementert eller videreført i andre fora.

7.1 Enhetlig ledelsessystem (ELS)

Under Macondo-hendelsen ble for første gang det amerikanske Incident Command System (ICS) benyttet ved en beredskapsaksjon knyttet til et oljeutslipp. En av anbefalingene fra Norsk olje og gass sin gjennomgang var at NOFO skulle innføre den norske versjonen av ICS (ELS - enhetlig ledelsessystem) og utarbeide prosedyrer for felles ledelse basert på dette. Dette er i dag gjennomført av NOFO.

Tilsvarende konklusjoner om en mer standardisert organisasjonsmodell ble trukket i mange oljeselskaper etter de positive erfaringene med aksjonsledelsen under Macondo-hendelsen. Mange operatørselskap på norsk sokkel har eller er i ferd med å implementere ICS i sin beredskapsorganisasjon.

Samtidig med disse tiltakene i petroleumsindustrien ble Enhetlig ledelsessystem (ELS) ved brann, redning og akutt forurensning utviklet i et samarbeid mellom Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB), Kystverket (KyV) og Klima- og forurensningsdirektoratet (nå Miljødirektoratet). Bakgrunnen for utviklingen av ELS var erfaringer fra en rekke større hendelser i Norge (skogbranner, terror og skipshavari) hvor det var behov for samarbeid mellom flere etater (beredskapsaktører) under aksjonene. Disse erfaringene viste tydelig behov for et felles ledelsessystem som ivaretar strategisk overordnet ledelse med stabstøtte. Formålet med et enhetlig ledelsessystem er å sikre at hendelser håndteres på en forutsigbar måte uavhengig av størrelse og omfang.

Kystverket som er ansvarlig for den statlige oljevernberedskapen, har i dag organisert sin aksjonsledelse etter ELS prinsippene.

Fordelen med en slik enhetlig organisering er tydelige demonstrert i samvirket mellom industriens oljevernberedskap og statens beredskap ved at NOFO personell har inngått som forsterkning i Kystverkets aksjonsledelse under oljevernaksjoner. Eksempler på dette er aksjonene etter havariene til *Full City* og *Godafoss*.

7.2 Samordnet aksjonsledelse

Felles aksjonsledelse (Unified Command) viste seg å være en effektiv måte å håndtere store og langvarige hendelser på under Macondo-hendelsen hvor personell fra både statlige myndigheter og operatøren inngikk, og der den amerikanske kystvakten ledet aksjonen.

Både rapporten fra den interdepartementale Forum for samarbeid om risiko (Risikogruppen) fra 2010, og oppfølgingsrapporten fra petroleumsindustrien (OLF 2012), konkluderte med at de positive erfaringene med «Unified command» fra oljevernaksjonen aktualiserte behovet for etablering av en felles aksjonsledelse for store forurensningshendelser også i Norge.

Risikogruppen påpekte at det operative samspillet mellom private, kommunale og statlige beredskapsaktører ved store akutte forurensningshendelser, herunder klargjøring av rolle- og arbeidsfordeling, vil være av stor betydning for utfallet av den samlede håndteringen av store hendelser.

Basert på disse erfaringene ble det med initiativ fra Kystverket på oppdrag fra Fiskeri- og kystdepartementet etablert en prosjektgruppe hvor Kystverket og petroleumsindustrien i samarbeid utredet en felles samordnet aksjonsledelse under store hendelser på norsk sokkel (OLF og Kystverket, 2012). Denne anbefalte «å etablere samhandlingsrutiner (plan/ dokument som binder eksisterende planverk sammen) for felles aksjonsledelse for å møte store hendelser på en på forhånd samordnet og øvet måte.» Anbefalingen ble sendt på høring til DSB, Petroleums-tilsynet og Miljødirektoratet uten vesentlige anmerkninger.

Utgangspunktet for å etablere en samordnet aksjonsledelse er erkjennelsen av at en stor hendelse med et omfang som er større enn det som fremkommer av risikobasert dimensjonering, ikke kan utelukkes. Innføringen av en slik samordnet aksjonsledelse følger også av forurensningsloven § 43 om samordning av beredskapen i et nasjonalt beredskapssystem og § 46 om mulig overtakelse av aksjonsledelsen av statlig myndighet ved større tilfeller av akutt forurensning der en privat aktør er ansvarlig forurensere. HMS regelverket for petroleumsindustrien legger også opp til at industrien skal kunne samordne seg med offentlig beredskap. En statlig overtakelse med etablering av en samordnet aksjonsledelse basert på ELS er aktuell ved ekstreme hendelser:

- som berører flere kommuner, IUAer eller fylker med behov for koordinering over administrative grenser og med mange offentlige etater og ressurser involvert.
- med omfang som krever tilleggsressurser, ut over det som på forhånd er planlagt og avtalefestet, gjennom offentlige ressurser og internasjonale bistandsavtaler som Kystverket kan utløse.
- med fare for store nasjonale konsekvenser med hensyn på ytre miljø både på kort og lang sikt
- med fare for store nasjonale konsekvenser knyttet til, økonomi og omdømme
- med utslipp som driver over til annet lands sektor med behov for statlig koordinering

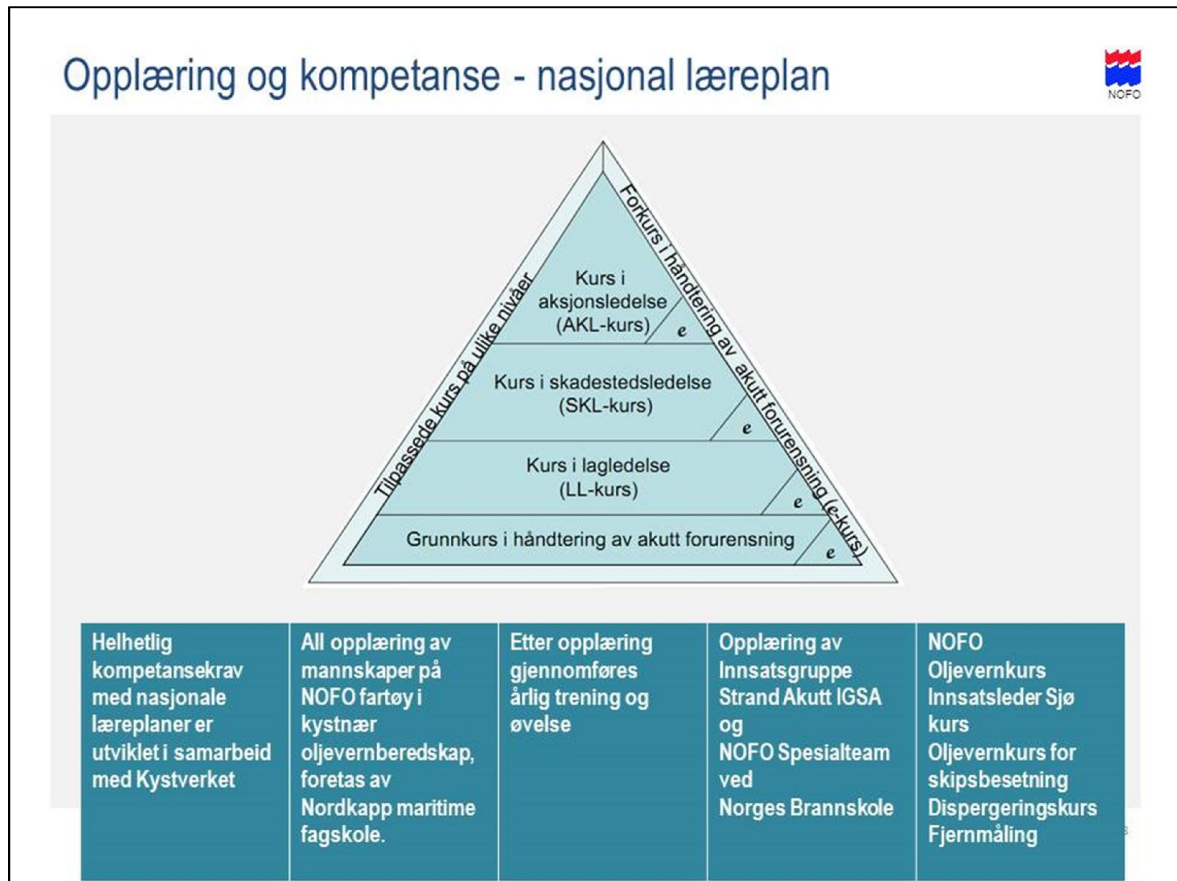
En slik samordning av aksjonsledelsen ved håndtering av ekstreme akutte forurensningsaksjoner skal ikke rukke ved prinsippene i forurensningsloven. Blant annet er den primære beredskapsplikten for forurensningshendelser på sokkelen tillagt vedkommende operatørselskap. Operatøren har et selvstendig ansvar for å planlegge, dimensjonere for og lede aksjoner mot akutt forurensning som skyldes egen aktivitet.

Samarbeidet mellom Kystverket og petroleumsindustrien ble videreført i 2013 med utarbeidelse av et brodokument. Formålet med dokumentet er blant annet å klargjøre struktur og ansvarsforhold i de ulike posisjonene i en samordnet aksjonsledelse for de samarbeidende beredskapsorganisasjonene.

Å utnytte potensialet som finnes i en samordnet aksjonsledelse vil kreve jevnlig trening og øvelser for involvert personell. Den første table-top øvelsen som testet ut brodokumentet ble gjennomført i november 2013. Denne vil bli fulgt opp i mai 2014 med et større arbeidsmøte hvor brodokument og annet presenteres for samtlige operatører på norsk sokkel. Videre vil det bli gjennomført nye øvelser høst 2014 og senere.

8 KOMPETANSEUTVIKLING

Petroleumsvirksomheten gjennomfører hvert år en omfattende kurs- og øvelsesvirksomhet, og aktiviteten har økt betydelig de senere år.



Figur 10: Skisse av opplæring og kompetanseplanen i NOFO,

Industrien gjennom NOFO gjennomfører vanligvis to årlig større samhandlingsøvelser. Disse gjennomføres med innsatsstyrker i alle barrierer inkludert NOFO system, fjern-måling og samhandling mellom aktørene. Hensikten med disse øvelsene er å:

- Verifisere at oljevernberedskapen er operativ før oppstart av aktiviteter.
- Trene på ansvarsforhold, roller og samhandling mellom operatørselskapet, NOFO og øvrige avtalepartnere slik at rollefordelingen til ressursene som inngår i beredskapen blir øvd på og avklart.

Øvelsene kan omfatte:

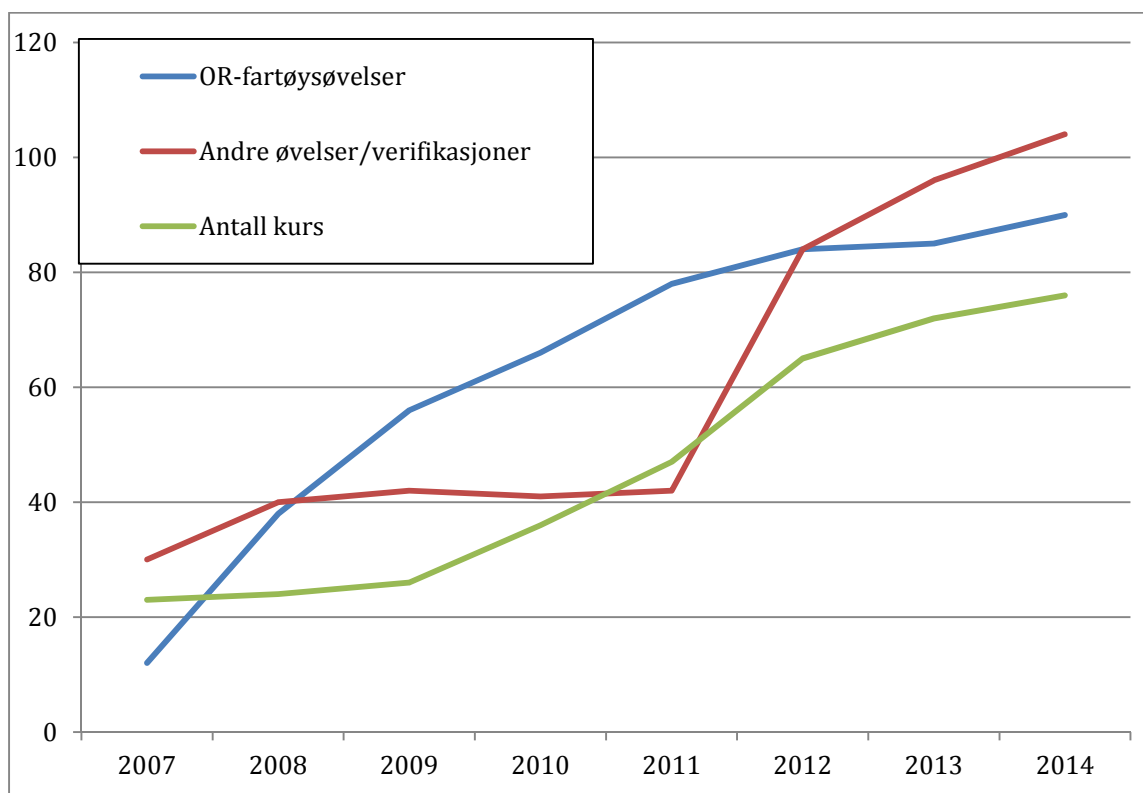
- Stabsøvelse, samhandling mellom operatørselskapets aksjonsledelse og NOFOs operative ledelse
- Øving av akutt innsats åpent hav
- Øving av akutt innsats i kystsonen ved hjelp av IGSA (Innsatsgruppe Strand Akutt) og IGK (InnsatsGruppe Kyst)
- Øving av akutt innsats i strandsonen ved hjelp av IUA og avtalepartnere

IGSA- og IGK-enhetene for hurtiginnsats i strandsonen og kystnært, blir også øvet i henhold til en egen operasjonshåndbok. IUA øver egen organisasjon og blir ofte tilført personell fra NOFO-spesialteam og WWF. Sistnevnte inngår da i kommunens regime slik at også dette elementet øves. Spesialteam inngår i stabene som rådgivere. Kystverket deltar med fartøy i barriere 1 & 2, ofte med depotstyrker og IGK.

I tillegg til de store samhandlingsøvelsene, blir det gjennomført en rekke verifikasjonsøvelser og en-dags øvelser med operatørselskapene. Disse er normalt i form av table top med etablert aksjonsledelse og stab hos operatøren med operativ ledelse hos NOFO. I noen tilfeller øves tredjepart som IUA eller andre innsatsstyrker.

De ukene det ikke er samtrening med operatørselskapene, gjennomfører NOFO egentrening med vaktlaget. Fokus for disse har vært rolle og verktøyforståelse samt trening av beredskapsledelsens arbeid i beredskapsrommet. For å styrke kompetansen innen de forskjellige deler av oljevernberedskapen, avholdes en rekke kurs, rettet både mot landbaserte enheter og mot skipsbesetninger.

Det gjennomføres også kurs for InnsatsLeder Sjø (ILS) ved Høgskolen i Buskerud og Vestfold (HBV), i umiddelbar nærhet til Kystverket i Horten. Det er også utviklet et kurs for InnsatsGruppe Strand Akutt (IGSA) basert på Brannskolens Laglederkurs.



Figur 11: Utviklingen av antall øvelser/kurs, 2007-14

Norges Brannskole gjennomfører kurs i Lagledelse (LL), Skadestedsledelse (SKL) samt Materiellkurs på vegne av NOFO. Kursene tilbys IUA, og opplæringen inngår i NOFOs og Kystverkets øvelsesprogram. Både NOFO og Kystverket har samordnet

kursvirksomheten slik at man får størst mulig dekning nasjonalt. NOFO har gjennom mange år bidratt med økonomisk og annen støtte til etablering og videreutvikling av relevant kursvirksomhet på Norges Brannskole.

Gjennom samarbeidsavtalene styrkes de enkelte organisasjonenes kompetanse ved at de også blir deltakere i industriens øvelser.

Industrien har en spesiell forpliktelse til å involvere Kystverket og NOFO i planleggingen og mulige fremtidige feltforsøk i nordlige områder for å sikre at kompetanse og erfaring innen oljevern i områder med is samordnes på tvers av etatene.

9 FREMTIDIG BEREDSKAP - UTVIKLINGSTREKK

9.1 NOFOs strategi

NOFOs strategi og handlingsplan gjelder fram til 2016 og ivaretar blant annet funn fra petroleumsindustriens interne studie av Macondo hendelsen. Strategiplanen legger føringer for utvikling av beredskap, herunder robusthet gjennom overkapasitet.

Nødvendige anskaffelse av beredskapsressurser gjøres løpende når ny petroleumsaktivitet planlegges. Et eksempel på dette er anskaffelsen av ytterligere fire NOFO system i perioden siste halvår 2013 til første halvår 2014. Dette gjøres for å dekke opp for nødvendig fremtidig behov som følge av mer geografisk spredt helårlig aktivitet inkludert Barentshavet.

Petroleumsvirksomheten har gjennom NOFO etablert to permanente faglig forum innen henholdsvis *teknologiutvikling* og *operasjonelle forhold*. Disse rapporterer til NOFOs ledelse og videre til styrende organer. Gruppene drøfter operasjonelle og tekniske utfordringer på lengre sikt og gir tilrådninger til NOFO om teknologiutvikling og behov for nye operasjonelle løsninger. Viktige tema som er spilt inn til det nye teknologiutviklingsprogrammet (se kapittel 10.3) er olje i farvann som kan ha forekomst av is, tynne oljefilmer, fjernmåling, brenning og logistikk.

Macondo-ulykken ga verdifulle erfaringer, som for eksempel injeksjon av dispergeringsmidler ved kilden under vann og brenning av oppsamlet olje på sjøoverflaten. Disse og andre erfaringer er innlemmet i NOFOs strategi.

For å kunne behandle HMS-utfordringer innrapportert fra Macondo-hendelsen, har Norsk olje og gass utarbeidet og utgitt en rekke "beste praksis"-dokumenter og anbefalinger som skal bidra til å forbedre arbeidsmiljøet for beredskapspersonell. Syv anbefalte tiltak er igangsatt som følge av Macondo-rapporten og OGP har igangsatt et større teknologiprogram (JIP – Joint Industry Project).

9.2 Identifisering av fremtidige utfordringer og utvikling av tiltak

For i størst mulig grad å kunne avklare at beredskapskapasiteten samsvarer med behovet frem i tid, gjennomfører NOFO en rekke arbeidsmøter, både enkeltvis med operatørselskap eller i form av arbeidsmøter (workshops) med flere selskap.

Etablering av beredskapen mot akutt forurensning for Goliat-feltet er et eksempel på hvordan oljeindustrien og NOFO samarbeider for å utvikle og implementere beredskapen for nye oljefelt der operatøren gjennom sine forarbeider har identifisert særskilte utfordringer. Denne prosessen er derfor benyttet som case og beskrevet i noe mer detalj i det følgende.

Goliat-feltet er det første oljefeltet under utvikling i Barentshavet med en forholdsvis kystnær beliggenhet sett ut fra norske forhold. Et prosjekt ble nedsatt med representanter fra Eni Norge (operatør), Statoil (partner) og NOFO med mandat å finne løsninger for beredskapen på bakgrunn av behov som framkom i analyser, selskapsspesifikke krav og krav fra Miljødirektoratet. Prosjektet tok for seg

beredskapen i alle barrierer inkludert overvåking og logistikkfunksjoner. Kyst- og strandsonen ble særskilt vektlagt på grunn av relativt kort drivtid til land. Arbeidet har blant annet resultert i utvikling og implementering av nye konsepter for bekjempning av akutt oljeforurensning i kyst- og strandsonen.

InnsatsGruppe Kyst (IGK) omfatter bruk av lokale fiskefartøy for bekjempning av olje i kystsonen. NOFO har inngått kontrakt med ca. 30 fiskefartøy i Finnmark. Fartøyene er tilpasset og godkjent for bruk i oljevernberedskapen i henhold til ny forskrift fra Sjøfartsdirektoratet. Arbeidet har skjedd i samarbeid med Fiskarlaget Nord. InnsatsGruppe Strand Akutt (IGSA) er etablert for å håndtere oljeemulsjon i akuttfasen i strandsonen. NOFO har inngått en avtale med Artic Protection som omfatter tilgang til 40 øremerkede, trenede personer fra Finnmark som kan mobiliseres på kort varsel.

Materiell til begge innsatsgruppene er anskaffet, tilpasset og lagret på Polarbase i Hammerfest. Utstyret vil senere bli utplassert på nye depoter som er under bygging i Hasvik og Måsøy kommuner, sentralt beliggende i influensområdet for eventuelle akutte utslipp.

Begge de nye konseptene er implementert før oppstart av produksjonsboring på Goliat-feltet og trenes og øves jevnlig. Den etablerte beredskapen er tilgjengelig for andre operatører med aktiviteter i Barentshavet. Konseptene danner også mal for etablering beredskap med tilsvarende behov langs kysten.

10 TEKNOLOGIUTVIKLING

10.1 Utvikling de siste 10 år – trender

De fire teknologiske hovedtrendene de siste 10 år er av NOFO identifisert å være:

1. Mer effektiv og raskere oppsamling og behandling av olje på hav og kyst
2. Styrket fjernmåling under en oljevernaksjon – tiltak på rett sted til rett tid uavhengig av sikt og lys
3. Oppdatert og løpende situasjonsbilde i alle ledd
4. Nye verktøy og økt kapasitet i kyst og strandberedskap

Disse trendene er nærmere omhandlet i Vedlegg 2.

Industrien har i tillegg identifisert nødvendig teknologiutvikling blant annet innen:

- Oljedriftsmodeller
- Modellverktøy for å vurdere miljørisiko ved et eventuelt utslipp
- Utstyr og metoder for oljevern i områder med kulde og is

10.2 Oljevern 2010 programmet

Teknologiutviklingsprogrammet ble startet opp i 2009. De siste prosjektaktivitetene ble avsluttet i desember 2013. NOFO har vært ansvarlig for gjennomføringen av programmet i nært samarbeid med Kystverket.

Om lag 50 idéer ble kvalifisert til å komme opp med fullstendige prosjektforslag, og ut fra prosessen videre ble det til slutt inngått avtaler om gjennomføring av om lag 20 prosjekter hovedsakelig fra bedrifter i Norge, men også med innslag fra UK, Danmark Sverige og USA.

Kategori A - prosjekter omhandlet utvikling av løsninger som kunne gi et gjennombrudd i effektivisering av oppsamling på åpent hav. Dette temaet var gitt 1. prioritet i utviklingsprogrammet. Forventningene til de nye konseptene var: Å kunne kjøres med høyere hastighet gjennom vannet for dermed å oppnå bedre effektivitet på oppsamling av olje, og det måtte være robust overfor ekstreme belastninger fra vind/strøm/kulde samt mekaniske påkjenninger. MOS Sweeper er et eksempel på produkt utviklet i denne kategorien.

De øvrige kategoriene ble rettet inn mot utstyr for dispergering, fjernmåling samt nye konsepter for kyst- og strandsone.

De enkelte prosjektene i Oljevern 2010 er kort beskrevet i fakta-arkene som ligger på NOFOs hjemmesider www.nofo.no. Flere av prosjektene i programmet er nå kommersielle produkter tilbudt på det globale oljevernmarkedet. Enkelte produkter er under introduksjon i norsk oljevern-beredskap. Samlet budsjett for Oljevern 2010 ble i overkant av 100 MONG.

10.3 Nytt teknologiutviklingsprogram i regi av NOFO

Høsten 2013 etablerte NOFO et faglig forum for teknologiutvikling. Denne skulle evaluere resultatene fra Oljevern2010 og gi tilrådninger om tema som er relevante for selskapene på norsk sokkel i et nytt teknologiutviklingsprogram. I samarbeid med Kystverket planlegger NOFO å utlyse et nytt program i løpet av 2014.

Faglig forum Teknologi i NOFO er etablert som et nettverk bestående av en kontaktperson fra hvert av medlemmene og to personer fra NOFO. NOFO utfører sekretærfunksjonen og arrangerer møtene.

Mandat for *Faglig forum Teknologi*:

- Identifisere medlemmenes behov for nyutvikling av oljevernteknologi innen NOFOs ansvarsområde på kort og på lang sikt.
- Utarbeide en prioritert oversikt over ønsket teknologiutvikling for gjennomføring i NOFO basert på fremgangsmåten i «Oljevern2010», inkludert beskrivelse av mål- og funksjonskrav.
- Gi råd om og eventuelt på hvilken måte NOFO skal styrke sitt fokus på hittil ikke prioriterte tema som olje-i-is, brenning, undervannsdispergering mv.
- Vurdere og gi råd om hvilke konsept som bør implementeres i NOFOs beredskap v/behov.
- Gi råd i forbindelse med igangsettelse av nytt teknologiutviklingsprogram.

Tema som er foreslått som viktige i teknologiutviklingsprogrammet er blant annet olje i farvann som kan ha forekomst av is, tynne oljefilmer, kommunikasjon, brenning og logistikk i områder med dårlig infrastruktur.

I tillegg til at NOFOs Handlingsplan 2012-2016 omhandler videreføring av et nytt teknologiutviklingsprogram, anses dette som en god ivaretagelse av behovet for kontinuerlig videreutvikling av oljevernet

10.4 Forskning og teknologiutvikling i regi av selskapene

Det pågår en betydelig utvikling av teknologi innen oljevernberedskap hos de enkelte operatørene som er representert på norsk sokkel. Hva denne F&U aktiviteten omfatter avhenger i stor grad av hvilke utfordringer selskapene har identifisert i aktuelle områder hvor de har planer om utvinning. En del F&U aktivitet gjennomføres som samarbeidsprogrammer (JIP - Joint Industry Project) mellom selskaper.

Man ser et økende samarbeid internasjonalt både mellom selskapene og mellom forskningsinstitusjoner i forskjellige land. Det er lettere å få tilgang til forskningsresultater over landegrensene og informasjon om ny teknologi. Det er en bred enighet om at dette er et område hvor man jobber sammen for å heve kunnskapsnivå, kompetanse og gjennomføringsevnen for hele industrien.

Man ser også et behov for økt fokus på aktiviteter som ikke faller innenfor F&U. Dette gjelder trening internt i selskapene, åpen kommunikasjon med nasjonale og lokale interesseorganisasjoner og andre aktører samt utvikling av standarder og veiledninger.

I Vedlegg 3 er det en liste over noen av industriens pågående F&U aktiviteter. Nedenfor følger en kort beskrevet to av områdene som er spesielt relevante i denne sammenheng.

10.4.1 Oljevern teknologi for områder med kulde og is

Olje- og gassindustrien har gjort betydelige fremskritt når det gjelder evnen til å kunne detektere, avgrense og rydde opp oljeutslipp i kalde områder. Pågående forskning og teknologiutvikling bygger på mer enn 40 års arbeid med å se på alle aspekter av oljevernberedskapen, skjebnen til- og effekten av akutte utslipp og alternativer for opprydding i det arktiske marine miljøet. Denne forskningen har inkludert hundrevis av studier, laboratorie- og bassengeksperimenter og feltforsøk, spesielt i USA, Canada, Norge og Finland.

Oljevern teknologi er tilgjengelig for de områdene man opererer i dag, som i hovedsak er åpent vann med mulighet for noe dravis. SINTEF olje-i-is prosjektet, som pågikk i perioden 2006-2010, viste for eksempel at bruk av dispergeringsmidler kan være en meget effektiv responsmetode også i områder med delvis isdekke. I tillegg ga prosjektet nyttig operasjonell erfaring for Kystverket og NOFO innen tema som vinterisering av materiell.

Dette prosjektet har blitt fulgt opp i et omfattende internasjonalt F&U program (Arctic Response JIP) som i tillegg til å videreutvikle de forskjellige oppryddingsteknikkene, nå gjør en grundig vurdering av miljøeffektene av de forskjellige metodene, herunder brenning.

Et prosjekt har påvist at arktiske arter har like stor motstandsdyktighet mot et eventuelt oljeutslipp som arter fra mer tempererte områder, og at dispergert olje nedbrytes raskere og er ikke mer toksisk for de arktiske artene enn olje som ikke er kjemisk dispergert. Det arbeides også med utvikling av dispergeringsmidler som er spesielt godt egnet for kalde områder.

10.4.2 Undervannsdispergering

Injisering av dispergering under vann er en ny teknikk som ble effektivt brukt i forbindelse med Macondo-ulykken og industrien har i flere land inkludert dette verktøyet i oljevernplanene for dypvannsbrønner. Denne teknikken har også blitt nevnt som en mulig teknikk i arktiske og kalde områder. For å støtte denne bruken har industrien gjennom American Petroleum Institute (API) satt opp et storskala prosjekt som skal gå over flere år, for å se nærmere på bruk av undervannsinjisering av dispergeringsmidler. Prosjektet omhandler:

- Effektivitet
- Skjebne og effekt
- Modellering
- Overvåking
- NEBA analyser
- Kommunikasjon med myndigheter og andre interessenter

VEDLEGG 1 – BESKRIVELSE BEREDSKAPSRESSURSER

A - Operatørselskapenes egne ressurser

De første tiltakene for å samle og behandle oljeforurensningen vil normalt tilhøre det operatørselskapet som er ansvarlig for virksomheten. Responstid og kapasitet styres av dimensjoneringsgrunnlaget og Miljødirektoratets tillatelse med vilkår. Eksempler er blant annet:

- Avtaler om slepefartøy ut over NOFOs pool
- Avtaler med redere om oljevern fartøy
- Avtale om satellittfjernmåling
- Kontrakt med Redningsselskapet
- Avtaler om fjernmåling med radarer på innretninger (Oil Spill Detection) med Statoil Marin
- Tilgang til egne oljevern fartøy ved leteboring
- Intern avtale med alle medlemmene i OFFB (Operatørenes forening for beredskap) om utveksling av personell til bruk i Aksjonsledelse ved hendelser.
- Etablert og øvd beredskapsorganisasjon
- Tilgang til SAR Helikopter blant annet basert på avtale med Statoil
- Transporthelikopteravtale

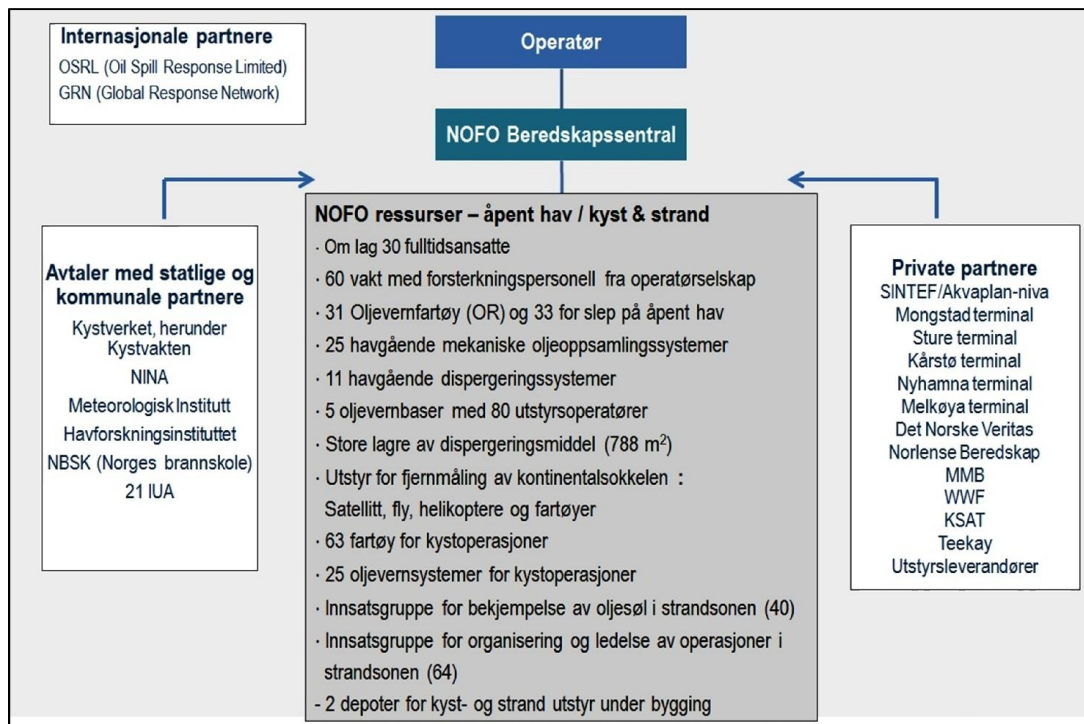
I tillegg har de fleste operatørselskapene på norsk sokkel (eller gjennom konsernet) flere avtaler nasjonalt eller internasjonalt om tilgang til beredskapsressurser. Disse inngår normalt ikke i beredskapsplanene, men fungerer som ekstraressurser som øker robustheten i beredskapen. Eksempler på dette er:

- SWRP (utstyr for brønnintervensjon blant annet kapsling)
- Wild Well Control (utstyr for brønnintervensjon blant annet kapsling)
- OSRL Contract (felles for alle Affiliates)

B - Operatørselskapenes ressurser gjennom NOFO

Alle ressurser til Norsk oljevernforening for operatørselskap (NOFO) står til disposisjon for medlemsvirksomhetene. Om lag 30 operatørselskap er i dag medlemmer av NOFO.

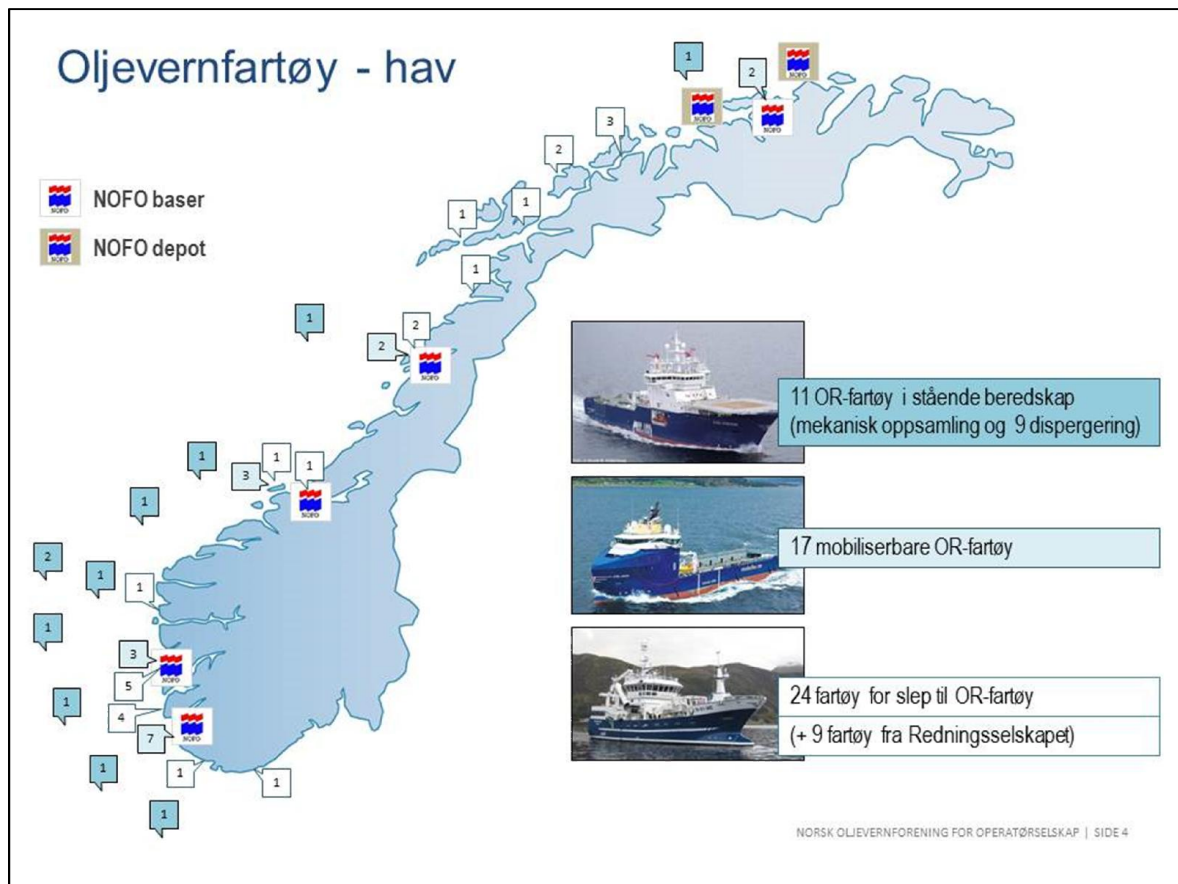
Figuren på neste side viser NOFOs samlede ressurser. Disse består av egne, offentlige og private avtalefestede ressurser. Grunnstammen i den havgående beredskapen er 25 store mekaniske oppsamlingssystem og 31 havgående oljevern fartøy som oppfyller NOFO standard. Av de 25 store NOFO-systemene er 11 lokalisert permanent om bord på fartøy som befinner seg ute på sokkelen.



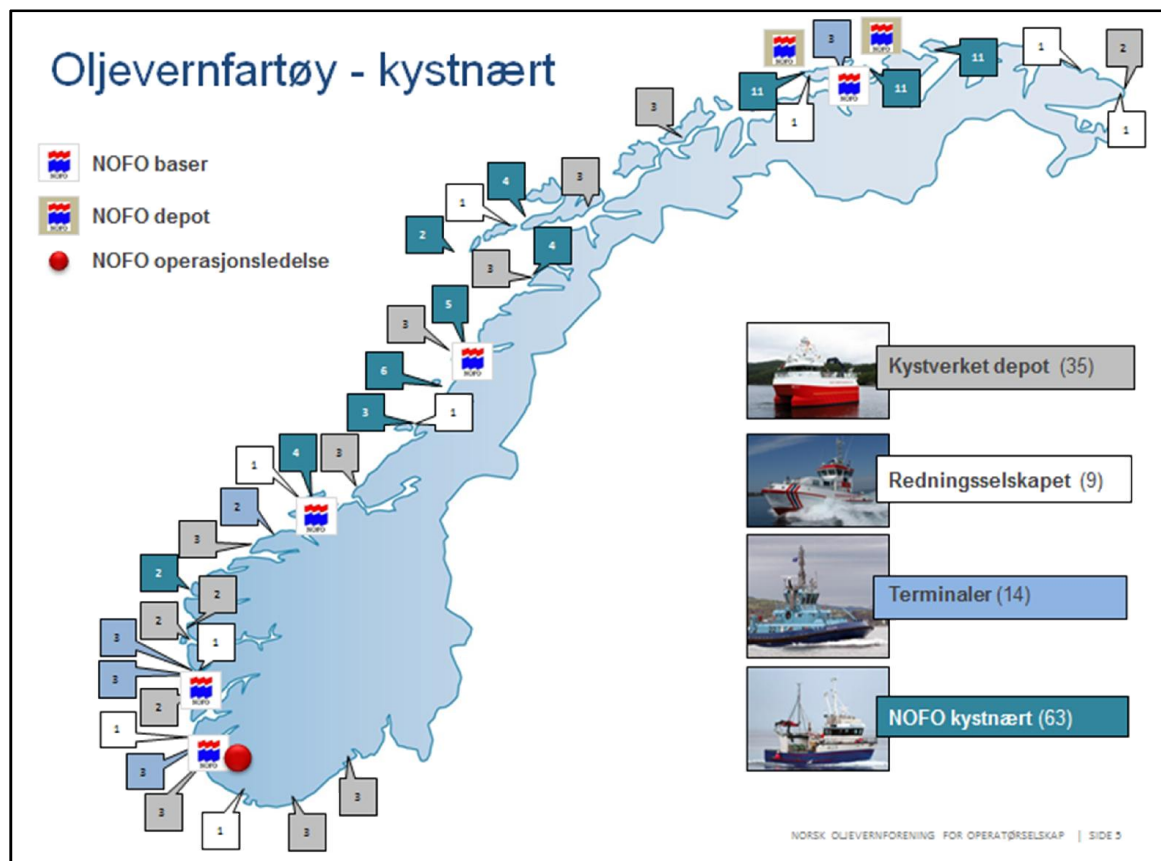
NOFO eier 25 oppsamlingssystem for kystnære aksjoner, som kan opereres fra i alt 63 fartøy. Det er to egne depoter for kyst og strandmateriell under etablering i Finnmark. NOFO har avtaler om bruk av ressurser fra Kystverket, IUAer og en rekke offentlige aktører.

NOFO har om lag 30 heltidsansatte. I tillegg er det 60 vakt- og forsterkningspersonell fra oljeselskapene og om lag 100 personer tildelt ulike roller i innsatsgrupper. På vegne av medlemsbedriftene gjennomfører NOFO fjernmåling av hele sokkelen med satellitt og flytjenester, og varsler de aktuelle operatørselskapene dersom indiksjoner på utslipp blir oppdaget.

Dersom en ressurs ikke er tilgjengelig – f.eks. på grunn av skader, sykdom eller et annet akutt behov, er det tilstrekkelig ressurser på norsk sokkel til at ressursen kan erstattes innen rimelig tid. Denne type fleksibilitet er en naturlig del av enhver beredskap og vil bli håndtert operativt når situasjonen tilsier det. Vi ser slike mekanismer i aksjon også hos de offentlige aktørene når store hendelser som går ut over dimensjoneringsgrunnlaget oppstår, f.eks. under orkanen Dagmar.



Figuren ovenfor viser NOFOs depoter og antall fartøy som befinner seg i ulike områder på norsk sokkel. Nedenfor er en oversikt over øvrige NOFO ressurser dedikert åpent hav operasjoner. Figurene ovenfor oppsummerer NOFOs beredskapsressurser for åpent hav og kyst. Med unntak av akuttfasen, vil lengre strandsaneringsoperasjoner bli organisert som et prosjekt der NOFOs egne og avtalefestede ressurser inngår.



C - Avtalefestede ressurser gjennom NOFO

NOFO har totalt avtaler med ca. 120 fartøy som kan bidra i barriere 2. NOFO har direkte avtaler med 63 fartøy blant annet fiskebåter som kan operere oljevernressurser i kystfarvann. I tillegg gir avtalen med Kystverket tilgang til 35 mindre fartøy, mens en avtale med Redningsselskapet gir tilgang til 9 fartøy for sleping. Sistnevnte har de senere år også fått tilgang til utstyr for deteksjon av olje i mørke.

De private terminalene langs kysten har i tillegg til sammen 14 fartøy med tilhørende oljevernutstyr som kan benyttes i en aksjon.

Etter at ny forskrift om krav til fartøy som skal benyttes til oljevern trådte i kraft, har det vært en omfattende styrking av avtalefestede, kystnære ressurser som operatørselskapene kan trekke på ved hendelser. Norsk olje og gass mener at denne delen av beredskapen er vesentlig styrket de senere år, og at ressursene reflekterer dagens aktivitetsnivå nær land, f.eks. Goliat, Gjøa og leteaktiviteter.

Personellressurser		
• NOFO ressurser – Innsats Gruppe Strand Akutt: 40 personer – Spesialteam : 64 personer i min. 10 dager Lagledere / Skadestedledere / Rådgivere • Offentlige samarbeidsavtaler – 21 IUA : 10-20 personer i ti dager – Kystverkets Depotstyrke : 11 mannskap x 16 depot = 176 Forventet strategi å tømme annethvert depot i første innsats • Private samarbeidsavtaler – WWF : 550 personer – MMB : 30 personer – Miljøressurser : 2 personer – Norlense beredskap: 10-20 personer – Røde Kors ?		Mobiliseringstid 36 timer 24 timer 24 timer 24 timer 15 innen 48 timer 50 innen 96 timer 24 timer 24 timer 24 timer

Denne figuren gir en oversikt over NOFOs tilgang på kompetent personell under en oljevernaksjon. For store kyst- og strandaksjoner vil denne basisbemanningen være utgangspunktet for å bygge opp et langvarig saneringsprosjekt.

Det er rimelig å anta at disse avtalene vil gi tilgang på nærmere 1000 personer i den akutte fasen av en oljevernaksjon. Ut over dette vil saneringsprosjektet benytte markedet for arbeidskraft i kombinasjon av de etablerte strukturene for opplæring og kyndig ledelse. Det vil også være aktuelt å trekke på internasjonale ressurser både gjennom Kystverket som nasjonalt kontaktledd mot omliggende land, og oljevirksomhetens internasjonale samarbeid.

VEDLEGG 2 – TEKNOLOGIUTVIKLING I REGI AV NOFO

Mens store ressurser ble nedlagt i forskning på oljevern under 1980-tallet (bl.a. PFO programmet), har vi de siste 10 år sett betydelig produktutvikling. Dette har gitt oss nye, effektive og raske oppsamlingssystem på hav og kyst, betydelig forbedret deteksjon og klassifikasjon av olje på sjø, bedre system for å fremvise og distribuere løpende situasjonsbilde samt strandsaneringsprodukter med høy kapasitet.

Produktutviklingen har som formål å omsette teoretisk kunnskap fra forskning til operative ytelser. NOFO og Kystverkets Oljevern 2010 teknologiutviklingsprogram er nå ferdigstilt. Følgende prosjekter ble gjennomført:

1. High Sea Oil Recovery System (HiSORS), RoClean Desmi
2. Oil Shaver, Åkrehamn Trålbøteri AS
3. Marine Oil Spill Sweeper, MDG AS
4. High Speed Continuous Oil Recovery System, Vikoma LTD, U.K
5. Mekanisk dispergering bruk av kavitasjon - uten bruk av kjemikalier
6. (norsk aktør)
7. Oil Boom Management System, Salford Electronics LTD,
8. Oil Boom Management System, Aanderaa Data Instruments AS
9. Innovativt system for påføring av dispergeringsmidler, ORC AB, Sverige
10. Portabel HF radar for sann-tids måling av overflatestrøm, CodarNor AS
11. Støttesystem for operativ styring av skipsbasert dispergering, Aptomar AS
12. Robust to-kanals digital bildeoverføring mellom fly/helikopter og oljevern fartøy, Salford Electronic LTD, U.K
13. Skipsbasert sann-tids plott av fjernmålingsdata, Aptomar AS,
14. Bruk av ubemannet fly (UAS) for kartlegging av olje i kystfarvann, Aranica AS/Andøya Rocket Range/NORUT,
15. Bruk av skipsbasert aerostat for fjernmåling, Maritime Robotics AS
16. Utvikling av høyfrekvent radar for oljedeteksjon, ISPAS AS
17. Utvikling av høykapasitets påføring og fjerning av absorberende granulat på strand, Vakuumkjempen AS
18. MESSOR spill kit for oljesanering, Mercur AS
19. Arbeidsflåte for strandsonen, H. Henriksen AS
20. Mini-oljeopptaker for strandsonen, H. Henriksen AS
21. Multifunksjonell farkost for strandsonen, Team Innovation Trondheim
22. Innovativt lensekonsept, NorLense AS (tilleggsprosjekt, ikke en del av Oljevern2010)

Flere av disse prosjektene ble til som en oppfølging av Statoil og Eni sin samarbeidsavtale om teknologi- og metodeutvikling.

Mens enkelte av produktene nevnt ovenfor er på vei ut i markedet, er andre eksempler på teknologitrender som kan bli tatt i bruk på sikt. I det etterfølgende beskrives noen av prosjektene og hvordan teknologien kan prege oljevernet frem mot 2020.

Mer effektiv og raskere oppsamling og behandling av olje på hav og kyst

Siden Buster-teknologien ble introdusert på 1990-tallet er det en klar teknologisk trend i retning av barrierer med høyere slepehastighet og dermed like stort akkumulert sveipeareal pr. time som for eldre, tradisjonelle og større lenesystem. Et annet trekk er at systemene ikke stikker så dypt ned i vannmassene. Å arbeide i sjøoverflaten betyr i mindre grad å kjempe mot naturkreftene i form av store slepekrefter. Mindre slepe-motstand åpner for bruk av paravan fremfor slepefartøy.

Både prosjekt nr. 2 og 3 (se foregående side) har hatt som formål å oppnå mer effektiv og raskere oppsamling av olje på sjøoverflaten. MOS Sweeper er anskaffet av NOFO og kan på sikt bli en del av neste generasjons oppsamlingssystem. Prosjekt 1 har hatt som formål å kunne slepe tradisjonelle lenser raskere uten stort tap av olje. Denne HiSORS teknologien representerer således en overgangsordning mellom eksisterende og neste generasjons lenseteknologi.

Prosjekt nr. 9 har demonstrert at storskala skipsbasert dispergering er mulig ved bruk av et mobiliserbart system. Produktet lagres og opereres fra containere på dekk av OR-fartøy. Også her har paravanteknologien gitt nye operative muligheter, og systemet har potensial til å påføre dispergeringsmidler ut til 50 meter til hver side for OR-fartøyet.

Det pågår et arbeid med å oppdatere NOFO Standard slik at fartøy kan tilpasses og operere fremtidige NOFO-system. Den nye standarden vil foreligge i løpet av 2014.

Fjernmåling – tiltak på rett sted til rett tid uansett sikt og lys

Det er internasjonal enighet, spesielt etter Macondo hendelsen, at det fortsatt er et potensial for å utnytte de samlede oljevernressursene mer optimalt ved å sikre at de befinner seg på rett sted til rett tid – dvs. i bekjempbare deler av utslippet og i de delene av det utslippsområdet som truer de mest miljøfølsomme ressursene. For å oppnå dette kreves effektiv fjernmåling under alle sikt- og lysforhold.

Satellitt, fly og helikoptre vil fortsatt være viktige verktøy – så lenge de er tilgjengelige. Det er en klar teknologisk trend å satse på system som gir kontinuerlig fjernmålingskapasitet. De vil snart kunne fremstå som de primære verktøyene for det enkelte fartøyets manøvrering inn mot bekjempbar forurensning.

Av Oljevern 2010 prosjektene er det nr. 10, 12, 13, 14 og 15 som understøtter denne ambisjonen. Spesielt utviklingen av aerostat har gjennom olje-på-vann øvelser vist seg som et meget godt verktøy nå oljevern fartøy manøvreres inn i bekjempbar olje. Produktet markedsføres nå internasjonalt og er bl.a. solgt til USA.

Et dronekonsept (14) er allerede testet ut operativt i kystområder med godt resultat. Formålet var å levere vertikalfoto med oppløsning bedre enn 5 cm av kyst- og strandsone for evaluering av skadeomfang og planlegging av strandsaneringsoperasjoner.

Teknologi for distribusjon av fjernmålingsdata er nå tatt operativ i bruk (13) i fly, helikopter, droner og skip. Dette gir både store utfordringer og muligheter.

Løpende situasjonsbilde i alle ledd

Et tema som er sterkt knyttet til fjernmåling, er system for å sikre et presist, løpende situasjonsbilde for skadestedet tilpasset det nivået i beredskapskjeden det ulike personellet befinner seg. Mens den strategiske aksjonsledelsen har behov en generell oversikt over situasjonen kombinert med prognose for forløp frem i tid, vil lederen på skadestedet ha behov for mest mulig presis informasjon lokalt for å optimalisere sin bruk av ressurser.

Løpende situasjonsbilde – Common Operating Picture, COP – ble ette Macondo fremhevet som en flaskehals siden det viste seg at enkelte beslutninger ble tatt på basis av "gammel" informasjon.

Denne teknologiske trenden er i hovedsak dekket av den generelle utviklingen i samfunnet, men petroleumsvirksomheten vil innta en rolle som pådriver. NOFO arbeider med data- og videolink mellom luftfartøy og skip (12), mens Eni har igangsatt en JIP for skip-til-skip datakommunikasjon. Aptomar TCMS, som nå selges på verdensmarkedet, er anskaffet av en rekke oljeselskap og innehar funksjonalitet som kan understøtte COP, men det gjenstår å utvikle en omforent mal for hvordan COP skal formidles til de ulike nivå i beredskapskjeden. Et slikt konsept forventes å være på plass de nærmeste år.

Nye verktøy og økt kapasitet i kyst og strandberedskap

En rekke av Oljevern2010-prosjektene fokuserte på nye produkter/verktøy og kapasiteter for kyst og strandberedskapen. I områder med svak infrastruktur vil arbeid fra lektere eller flåter være aktuelt, slik som den nye arbeidsflåten (19) for strandsonen. Den kan til tross for sin store størrelse fraktes på standard containerbil.

MOSE er et motorisert verktøy betjent av en person som kan påføre bark, blande denne inn i forurenset strandmateriale for til slutt å suge blandingen opp. Produktet markedsføres nå internasjonalt (<http://moseinnovation.com/>)

ORC AS (www.orc.se) har i utviklet et kystsystem for dispergeringspåføring kalt Coastal BV Spray. Systemet gjør at et lite fartøy, f.eks. en fiskebåt, kan påføre dispergeringsmiddel i en bredde på om lag 20 meter (se bilde nedenfor).



Høykapasitet påføring av bark ved bruk av kapasiteten til ordinære vacuumbiler f.eks. plassert på en ferge (17), og nye "kit" tilpasset eksisterende produkter som Vacuuna (18) samt miniskimmer for manuell håndtering i strandsonen (20) er andre eksempler på helt nye kapasiteter som følge av siste års produktutvikling i regi av NOFO.



Høykapasitet påføring av bark på strand (17).

I oljevern 2015-programmet, som nå er under planlegging, vil det også være fokus på produkter, metoder og verktøy for kyst og strandberedskap.

VEDLEGG 3 – TEKNOLOGIUTVIKLING I REGI AV SELSKAPER

Eksempler på en del F&U prosjekter/programmer som går i regi av selskaper:

- Videreutvikling av fjernovervåkning og informasjonsdeling av involverte i en eventuell oljevernaksjon (Tactical Oil Spill Management – Aptomar)
- Kartlegging av standarder og test regimer for oljevernutstyr (Oil Recovery Technology (OR Tech) Phase 1)
- Studere og øke forståelsen av skjebnen og atferden av tynne oljefilmer fra akutte utslipp av kondensat og lette råoljer, og til å bestemme mer presist potensialet og effektiviteten av ulike bekjempelsestiltak på tynne oljefilmer. (Formation and behaviour of thin oil films and evaluation of response methods including HSE)
- Oppdatering av OSCAR for å vurdere mulig bruk av dispergering i kystnære områder samt effekt av ulike strandrensingsmetoder (Decision Support Tool og Coastal JIP – SINTEF og AkvaplanNiva)
- Modelleringsverktøy for å vurdere den samlede effekten av fiskeri og petroleumsaktivitet på et økosystem ([SYMBIOSES](#))
- Adressering av utfordringer og anbefalt metode for å vurdere miljørisiko for økosystem i iskanten. JIP finansiert av norske operatører og Norsk olje og gass. (Development of methodology for calculations of environmental risk for the ice edge - a joint project between Akvaplan-niva and DNV)
- Utvikling av veileder (Recommended Practice dokument) for offshore lekkasje deteksjon (Offshore leak detection). Dette er en videreutvikling av utviklingsprosjektet subsea leak detection som ble publisert av DNV i deres Recommended Practice [DNV-RP-F302](#): «Selection and use of subsea leak detection systems» fra april 2010.
- OGP Oil Spill Response JIP: <http://oilspillresponseproject.org/>
- JIP for Arctic Response technology – Oil Spill Preparedness (<http://www.arcticresponsetechnology.org/>)
- API Task Force for Oil Spill Preparedness and Response: <http://hosted.verticalresponse.com/211736/f48cd1cb58/1474626439/4c7851a648/#OSPRJITF>