

ERA FOR EXPLORATION WELLS

Miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønn 35/10-9 Heisenberg i Nordsjøen

EQUINOR ENERGY AS

Rapportnr.: 2022-0854, Rev. 01

Dokumentnr.: 1657744

Dato: 2022-08-19



Prosjektnavn:	ERA for exploration wells	DNV AS Energy Systems
Rapporttittel:	Miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønn 35/10-9	Environmental Risk Mgt Nordics-4100-
	Heisenberg i Nordsjøen	NO
Oppdragsgiver:	EQUINOR ENERGY AS, Forusbeen 50 4035	Veritasveien 1
	Stavanger	Høvik 1363
	Norway	Norway
Kontaktperson:	Aina Dahlø	Tel: +47 67 57 99 00
Dato:	2022-08-19	945 748 931
Prosjektnr.:	10342521	
Org. enhet:	Environmental Risk Mgt Nordics-4100-NO	
Rapportnr.:	2022-0854, Rev. 01	
Dokumentnr.:	1657744	

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er): Rammeavtale 4600022577 og PO 4590328533.

Oppdragsbeskrivelse:

Miljørisiko- (MRA) og beredskapsanalyse (BA) for letebrønnen Heisenberg i Nordsjøen.

Utført av:	Verifisert av:	Godkjent av:
Harald Bjarne Tvedt Principal Consultant	Odd Willy Brude Senior Principal Consultant	Hans Petter Dahlslett Group Leader
Anders Rudberg Principal Specialist		

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV 2022. Alle rettigheter forbeholdes DNV. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning.

DNV distribusjon:

- ☐ ÅPEN. Fri distribusjon, internt og eksternt.
- ☒ INTERN. Fri distribusjon internt i DNV.
- ☐ KONFIDENSIELL. Distribusjon som angitt i distribusjonsliste.*
- ☐ HEMMELIG. Kun autorisert tilgang.

*Distribusjonsliste:

Nøkkelord:

Leteboring, Fram olje, BarKal, miljørisiko, miljøkonsekvens og oljevernberedskap

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
01	2022-08-19	Mindre endring i sammendrag	HABT, ARUD	BRUDE	HPDAHL
0	2022-08-17	Endelig rapport	HABT, ARUD	BRUDE	HPDAHL
B	2022-08-15	Oppdatert med BA-modellering	HABT, ARUD	BRUDE	HPDAHL
A	2022-07-14	Utkast	HABT, ARUD	BRUDE	HPDAHL

Innholdsfortegnelse

1	INTRODUKSJON	6
1.1	Aktivitetsbeskrivelse	6
1.2	Hensikt/formål	7
1.3	Equinors risikomatrix	8
1.4	Gjeldende regelverkskrav	8
2	UTSLIPPSSCENARIER	9
2.1	Dimensjonerende DFU	9
3	OLJEDRIFTSMODELLERING	11
3.1	Oljetyper og oljens egenskaper	11
3.2	Oljedriftsmodellen	11
3.3	Oljedriftsmodellering – Resultater	11
4	METODIKK FOR MILJØRETTET RISIKOANALYSE	16
4.1	Usikkerhet i miljørisikoanalyser	18
5	MILJØRESSURSER	19
5.1	Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK)	19
5.2	Utvalgte VØK for analysen	19
6	MILJØKONSEKVENSER OG -RISIKO	24
6.1	Konsekvenser for sjøfugl og sjøpattedyr	24
6.2	Konsekvenser for kyst og strand	31
6.3	Konsekvenser for fisk	34
6.4	Månedlig miljøskade gitt en utblåsning fra Heisenberg	37
6.5	Miljørisiko	38
7	BEREDSKAPSANALYSE	41
7.1	Barrierebeskrivelse	41
7.2	Analysegrunnlag	43
7.3	Beredskapsbehov og responstider i Barriere 1 og 2	49
7.4	Strandingsstatistikk	51
7.5	Beredskapsbehov og responstider i Barriere 3 og 4	52
7.6	Beredskapsmodellering i OSCAR	53
7.7	Oppsummering beredskapsanalyse	62
8	REFERANSER	64
Vedlegg A Utblåsningsstudie Heisenberg		
Vedlegg B Sesongvis miljørisiko		

KONKLUDERENDE SAMMENDRAG

35/10-9 Heisenberg er en letebrønn lokalisert i nordlige Nordsjøen, ca.68 kilometer fra Utvær og 75 km fra Ytre Sula, Vestland. Vanndybden er 360 meter. Planlagt boretidspunkt er 4. kvartal 2022.

Equinor er operatør på Heisenberg og har engasjert DNV til å gjennomføre en miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønnen.

Miljørisiko

Miljørisikoanalysen er gjennomført som en skadebasert analyse i henhold til ERA Acute metodikken (NOROG, 2020). For studien er versjon 1.1.2.0 benyttet.

Grunnlaget for drift og spredning av olje er tidligere modellerte overflate- og sjøbunnsutblåsninger for den nærliggende letebrønnen Kveikje n'Roll komplettert med to nye rater, for å ivareta ratematriksen i utblåsningsstudien for Heisenberg. Kveikje n'Roll ligger 8 km sørvest av Heisenberg og ble boret våren 2022. De nye ratene er oppført med samme utblåsningslokasjon som de øvrige scenariene (Kveikje n'Roll). Oljedriften er modellert med SINTEFs OSCAR modell (Oil Spill Contingency And Response), MEMW v.11.0.1. Modelloppsettet av OSCAR er basert på beste praksis (NOROG, 2020). I modelleringen er Fram olje benyttet.

Vektet rate for en overflateutblåsning fra Heisenberg er 6431 Sm³/døgn (mellom 3033 og 9949 m³/d) og 6408 Sm³/døgn for en sjøbunnsutblåsning (mellom 3033 og 9938 m³/d). Sannsynlighetsfordelingene for de ulike varighetene er hentet fra utblåsningsstudien (Equinor, 2022). Vektet varighet for overflateutblåsning er 11,8 døgn, mens tilsvarende verdi for sjøbunnsutblåsning er 12,8 døgn.

For strandfauna er det begrenset sannsynlighet for *stor* miljøskade i perioden august-april gitt nedre grenseverdi på 1 % sannsynlighet (Tabell 0-1. I de øvrige månedene, mai-juli, viser resultatene *svært alvorlig* miljøskade.

Tabell 0-1 Sannsynlighet for største miljøskade per måned for strandfauna gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Heisenberg gitt nedre grenseverdi på 1 % sannsynlighet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig												
Liten												
Moderat												
Alvorlig												
Svært Alvorlig					6,6 %	6,8 %	8,7 %					
Stor	1,9 %	2,0 %	2,1 %	1,7 %				1,0 %	1,1 %	1,0 %	1,2 %	1,8 %
Katastrofal												

For sjøfugl er det begrenset sannsynlighet for *stor* miljøskade i juli og for *svært alvorlig* miljøskade i mai og perioden juli-august. For de øvrige månedene varierer miljøskaden fra *liten* (september) til *alvorlig* (november-april). Kun høyeste skadekategori over 1 % sannsynlighet er tatt med. Foruten hekkebestanden av havhest i Norskehavet er dimensjonerende sjøfuglarter gjennom året havsule, lunde (Ns) og lomvi (Tabell 0-2).

Tabell 0-2 Sannsynlighet for største miljøskade per måned for dimensjonerende sjøfuglbestand gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Heisenberg gitt nedre grenseverdi på 1 % sannsynlighet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig												
Liten									10,3 %			
Moderat										3,8 %		
Alvorlig	4,1 %	3,6 %	5,4 %	5,8 %							5,2 %	4,6 %
Svært alvorlig					2,7 %		5,2 %	3,0 %				
Stor						2,6 %						
Katastrofal												
Dimensjonerende sjøfuglbestand	havsule (No)	havhest (Nh)	havsule (No)	lunde (Ns)	havsule (No)	havhest (Nh)	havhest (Nh)	havsule (No)	havsule (No)	lomvi (Nh)	havsule (No)	havsule (No)

For fisk viser beregningene i ERA Acute *ubetydelig* miljøskade for de modellerte artene (torsk, sild og tobis).

Høyeste konsekvensnivå over 10^{-6} pr. år i høstsesongen viser *stor* miljøskade for kysthabitat, *alvorlig* for sjøfugl/ marine pattedyr og *ubetydelig* for fisk – tobis Vikingbanken (Figur 0-1). Risikoen ligger i henholdsvis gult og grønt område i Equinor sin risikomatrise med strandfauna som dimensjonerende. Gult område angir at risikoen skal vurderes og risikoreduserende tiltak skal iverksettes mens grønt område indikerer at risikoen er innenfor toleransegrensen.

	SANNSYNLIGHET / returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Oftere en en gang hvert 1,5 år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		<10-5	10-5 - 10-4	10-4 - 10-3	10-3 - 10-2	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
IMPACT	1/ Ubetydelig								
	2/ Ubetydelig			F					
	3/ Liten								
	4/ Moderat								
	5/ Alvorlig	S							
	6/ Svært Alvorlig								
	7/ Stor	K							
	8/ Katastrofal								
	9/ Ekstrem								

Figur 0-1 Miljørisiko (høst) for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Kun frekvenser over 10^{-6} nivå er inkludert.

Oljevernberedskap

Det er gjennomført en miljørettet beredskapsanalyse for Heisenberg basert på Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser fra NOROG. Beredskapsbehovet er beregnet med bruk av BarKal basert på forutsetninger angitt i NOFOs planverk.

Beredskapsbehovet for barrierene 1-4 er beregnet ved bruk av BarKal (versjon 15) og statistikk fra modellering med vektet rate og varighet fra Heisenberg utblåsningsstudie. Ressursbehovet er beregnet for utblåsningshendelse på 35/10-9 Heisenberg med vektet utblåsningsrate samlet for overflate- og sjøbunnsutblåsning på 6414 Sm³/d, og vektet varighet på 12,6 døgn. Korteste modellerte drivtid til land (95-persentil) legges til grunn for dimensjonering av responstid og 95-persentiler for strandet emulsjonsmengde dimensjonerer beredskapsbehovet for kystberedskap (Tabell 0-1). Eksempelområdene med størst strandet mengde oljeemulsjon og korteste drivtid (95-persentil) er henholdsvis Frøya & Froan og Sverslingsosen-Skorpa.

Tabell 0-1 Største strandingsmengder og kortest drivtid til land gitt utblåsning fra Heisenberg (95-persentiler).

Strandet oljeemulsjon (tonn) 95 persentil		Korteste drivtid (døgn) 95 persentil	
Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
51658	40606	3,6	3,5

Basert på BarKal beregninger er beredskapsbehovet for havgående NOFO OR-systemer fire systemer i hver av barrierene 1 og 2 i vintersesongen mens det i sommerhalvåret er behov for henholdsvis tre og to systemer. Første system kan være klar til operasjon innen 5 timer og fullt utbygd barriere 1 og barriere 2 kan være på plass innen 48 timer i begge sesonger, inkludert tilgjengelighetsfaktor. Dette er innenfor 95-persentilen for korteste drivtid til land som er 3,5 døgn i vinterhalvåret.

På grunn av relativt korte minste drivtider og store strandingsmengder foreslås en kombinasjon av MOS Sweeper og Current Buster 4 i barriere 3 med henholdsvis ett MOS Sweeper-system og syv kystsystem i barriere 3 og ni kystsystem i barriere 4. For ytterligere styrking av kystnær beredskap anses ett tilleggssystem av typen MOS Sweeper å øke robustheten.

Iht. NOFOs planverk kan totalt 10 kystsystemer mobiliseres til NOFO-basene i Sløvåg og Kristiansund innen 120 timer (5 døgn). For vinter- og sommersesongen er korteste drivtid (95-persentil) henholdsvis 3,5 og 3,6 døgn. Dette er kortere tid enn hva NOFO oppgir som mobiliseringstid for full kystnær beredskap (10 systemer) ved NOFO base. Samtidig er tidligste iverksettelse 48 timer.

I henhold til ytelseskravet må de to første kystsystemene være på plass innen 4,7 døgn (Sverlingsosen-Skorpa) (mens de øvrige har responstid lenger enn 5 døgn.) I tillegg til beregning av beredskapsbehov i BarKal er det gjennomført beredskapsmodellering i OSCAR. Resultatene fra modelleringen indikerer god effekt ved bruk av mekanisk oppsamlingssystemer i barrierene 1-4, gitt en sjøbunnsutblåsning, mens effekten er noe mindre ved implementering av kjemisk dispergering som en del av beredskapsstrategien i barriere 1 sammenlignet med ingen tiltak. Beredskapsoppsettet kombinerer følgende systemtyper: havgående NOFO OR-fartøy, MOS Sweeper og kystnære Current Buster 4 systemer.

I vinterhalvåret så reduseres 95-persentil strandingsmengder fra 39404 tonn uten beredskap til 17349 tonn med 8 mekaniske opptakssystemer (alternativ 4_4) jf. Tabell 0-2.

Tabell 0-2 95-persentil største strandingsmengder av oljeemulsjon og korteste ankomsttid til land ved dimensjonerende sjøbunnsutblåsning fra leteboring på Heisenberg. Resultatene viser strandingsresultatene for sommer og vinter for referansescenario (ingen tiltak) og to tiltaksalternativ (4_4 mekanisk oppsamling og 4disp_4).

95-persentil	Strandet oljeemulsjon (tonn)		Drivtid (døgn)	
	Sommerhalvår	Vinterhalvår	Sommerhalvår	Vinterhalvår
0_0	48360	39404	3,7	3,5
4_4 ^{a)}	15913	17349	4,0	3,7
4disp_4 ^{a)}	24905	21640	4,2	3,6

^{a)} Tiltak inkluderer kystnær beredskap, to MOS Sweeper i barriere 3 og ni Current Buster 4 i barriere 4.

Gitt mekanisk beredskap (alternativ 4_4) fjernes sannsynligheten for *moderat* miljøskade for havsule og sannsynligheten for *liten* skade reduseres fra 70,1 % til 61,3 % i vinterhalvåret. For havhest reduseres sannsynligheten for *liten* miljøskade fra 6,6 % uten tiltak til 1,5 % med mekanisk beredskap.

Sannsynlighet for stor miljøskade for strandfauna faller helt bort ved beredskapstiltakene og sannsynlighet for svært alvorlig skade reduseres fra 2,2 % uten beredskap til 1,8 % med mekanisk beredskap. Videre reduseres sannsynligheten for alvorlig skade fra 9.1 % uten beredskap til 3.6 % med beredskap.

DEFINISJONER OG FORKORTELSER

Akseptkriterier	Kriterier som benyttes for å uttrykke et akseptabelt risikonivå i virksomheten, uttrykt ved en grense for akseptabel frekvens for en gitt miljøskade
Analyseområde	Området som er basis for miljørisikoanalysen og som er større enn influensområdet. Ressursbeskrivelsen dekker analyseområde.
Bestand	Gruppe individer innen en art som er reproduktivt isolert innen et bestemt geografisk område.
Bestands-år	Enhet for RDF konsekvenskategorier for sjøfugl, sjøpattedyr og fiskeegg og -larver. Basert på bestandstap (påvirkning) og restitusjonstid (skade).
Kilometer-år	Enhet for RDF konsekvenskategorier for strandhabitat. Basert på bestandstap (påvirkning) og restitusjonstid (skade).
cP	Centipoise, måleenhet for viskositet
DFU	Definerte fare- og ulykkeshendelser
DSHA	Defined Situation of Hazard and Accident. Som DFU over
ERA Acute	Ny metodikk for miljørettet risikoanalyse (NOROG, 2020)
Eksponeringsgrad	Benyttes for å beskrive hvorvidt kysten er eksponert, moderat eksponert eller beskyttet mht. bølgeeksponering
ESI-klassifisering	Environmental Sensitivity Index. Inndeling av kystlinje i ulike predefinerte sårbarhetskategorier, fra 1 – 10, der 1 er minst følsom og 10 mest. Langs Norskekysten er kategoriene 2-4, 5 og 10 ikke benyttet.
Forvitring	Nedbrytning av olje i miljøet. Forvittringsanalysen måler fysiske og kjemiske egenskaper for oljen til stede i miljøet over tid.
GOR	Forkortelse for Gass/Olje forhold. Forholdet mellom produsert gass og produsert olje i brønnen.
Influensområde	Område som med en viss sannsynlighet kan bli berørt av et akutt utslipp. For olje på havoverflaten avgrenses influensområdet gjerne av de 10x10 km kartruter der det er mer enn 5 % sannsynlighet for filmtykkelse over 2 µm.
Korteste drivtid	Tiden det tar fra utslippets start til den første oljen når kyst- og strandsonen.
Miljø	Et ytre miljø som kan bli berørt av oljeutslipp til sjø, dvs. det marine miljø.
Miljørisikoanalyse	Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.
Miljøskade	Direkte eller indirekte tap av liv for en eller flere biologiske ressurser på grunn av oljeutslipp som kan beskrives på individ- eller bestandsnivå. For at et oljeutslipp skal kunne gi en miljøskade må restitusjonstiden for den mest sårbare bestanden være lengre enn 1 måned.
Miljøkonsekvenskategorier	Kategorisering av miljøskader i hhv. ubetydelig, mindre, moderat, betydelig, alvorlig, svært alvorlig og katastrofal på grunnlag av bestandstap og restitusjonstid.
MRA	Miljørettet risikoanalyse
NOROG	Norsk olje og gass.
Operasjon	En enkel, tidsbegrenset arbeidsoperasjon som kan medføre akutt utslipp, f.eks. boring av en letebrønn, som inkluderer all aktivitet fra leteriggen er på borelokasjonen til den forlater lokasjonen.
OSCAR	Oil Spill Contingency Analysis and Response (SINTEF modell for oljedriftssimuleringer)
Persentil	P-persentil betyr at p prosent av observasjoner i et utfallsrom er nedenfor verdien for p-persentilen. En 25-persentil er da slik at 25 % av data/observasjoner er under den gitte verdien.
PL	Utvinningsstillatelse (Produksjonslisens)
Ppb	Parts per billion / deler per milliard

1 INTRODUKSJON

1.1 Aktivitetsbeskrivelse

Heisenberg 35/10-9 er en letebrønn lokalisert i nordlige Nordsjøen, ca.68 kilometer fra Utvær og 75 km fra Ytre Sula, Vestland fylke (Figur 1-1). Vanndybden på lokasjonen er 360 meter. Equinor planlegger å bore brønnen i 4. kvartal 2022.



Figur 1-1 Beliggenhet til letebrønn lokasjonene Heisenberg og Kveikje n'Roll samt avstand til land.

Equinor er operatør på Heisenberg og har engasjert DNV til å gjennomføre en miljørisiko- og beredskapsanalyse for brønnen. Basisinformasjon for aktiviteten er oppsummert i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Basisinformasjon for letebrønn 35/10-9 Heisenberg (Equinor, 2022).

Koordinater	61° 10' 15.62" N 003° 19' 07.57" Ø
Vanddybde	360 meter
Avstand til nærmeste kystlinje	Ca. 68 km frå Utvær og 75 km fra Ytre Sula i Vestland fylke
Oljetype	Fram
GOR (Sm ³ /Sm ³)	149
Vektet rate (Sm ³ /d)	6431 overflate 6408 sjøbunn
Vektet varighet (d)	11,8 overflate 12,8 sjøbunn
Tid for boring av avlastningsbrønn	56 døgn
Aktiviteter	Leteboring
Utslippsscenarioer	Utblåsning (overflate/sjøbunn)

1.2 Hensikt/formål

Gjennomføring av miljørisikoanalyse knyttet til leting og produksjon av olje og gass på norsk sokkel er påkrevd i henhold til norsk lovverk (se kapittel 1.4).

Miljørisikoanalysen er gjennomført som en ERA Acute analyse i henhold til Norsk olje og gass sin reviderte tilnærming for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteter på norsk sokkel (NOROG, 2020). En kort beskrivelse av metoden er gitt i Kapittel 4. For ytterligere informasjon henvises det til veiledningen.

Miljørisikoen vurderes opp mot Equinors risikomatrix. I en skadebasert analyse vil konsekvensene av oljeutslipp knyttes opp mot sannsynligheten (frekvensen) for en slik hendelse, for å tallfeste risikoen et akutt oljeutslipp kan ha på ulike ressurser i området. Ressursene i området som benyttes i analysen omtales som Verdsatte Økosystem Komponenter (VØK) og er en sammensetning av ulike populasjoner (sjøfugl, sjøpattedyr, fiskearter) og habitater (kystsonen). For å bli betraktet som en VØK i analysen må ulike krav tilfredsstilles (se avsnitt 5.1).

Når en leser miljørisikoanalyser får en gjerne inntrykk av at miljørisiko er en eksakt kvantitativ størrelse som uten forbehold kan avgjøre om planlagt aktivitet er akseptabel eller uakseptabel i forhold til mulig miljøpåvirkning. Bak tallene ligger en rekke parametere som rommer større eller mindre grad av usikkerhet. Usikkerhet i miljørisikoanalysen er omtalt i avsnitt 4.1.

1.3 Equinors risikomatrise

Equinor har som en integrert del av sitt styringssystem definert akseptkriteriene for miljørisiko. For letebrønn Heisenberg er Equinor sin risikomatrise RM100 benyttet i forbindelse med gjennomføringen av miljørisikoanalysen (Tabell 1-2).

Tabell 4-3 angir koblingen mellom resultatene av miljørisikoanalysen og konsekvenskategoriene i risikomatrisen.

Tabell 1-2 Equinor's risikomatrise RM100 for vurdering av miljørisiko (Equinor,2021).

IMPACT	SANNSYNLIG HET / returperiode	Ukjent i industrien	Veldig sjelden men har skjedd i industrien (1)	Sjelden men har skjedd (1-3) i industrien	Har skjedd flere ganger (4-20) i industrien	Har skjedd i regionen/ selskapet	Har skjedd flere ganger i regionen/ selskapet	Har skjedd lokalt / på fasiliteten	Skjer ofte
		> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Oftere en en gang hvert 1,5 år
		< 0,001% <10 ⁻⁵	0,001-0,01% 10 ⁻⁵ -10 ⁻⁴	0,01-0,1% 10 ⁻⁴ -10 ⁻³	0,1-1% 10 ⁻³ -10 ⁻²	1-5% 0,01-0,05	5-25% 0,05-0,25	25-50% 0,25-0,5	> 50% > 0,5
1/ Ubetydelig									
2/ Ubetydelig									
3/ Liten									
4/ Moderat									
5/ Alvorlig									
6/ Svært Alvorlig									
7/ Stor									
8/ Katastrofal									
9/ Ekstrem									

Rød	Risiko tolereres ikke og risikoreduserende tiltak må iverksettes så raskt som mulig
Oransje	Risiko tolereres generelt ikke og risikoreduserende tiltak skal iverksettes
Gul	Risiko kan tolereres dersom det er vurdert og iverksatt risikoreduserende tiltak basert på ALARP (As Low as Reasonably Practicable) prinsippet, BAT (Best Available Technology) prinsippet e.l.
Grønn	Risiko er innenfor toleransegrensen og risikoreduserende tiltak er normalt sett ikke nødvendig. ALARP prinsippet gjelder også her.

1.4 Gjeldende regelverkskrav

Myndighetskrav til HMS (helse, miljø og sikkerhet) for petroleumsvirksomhet til havs omfatter følgende lover og forskrifter; forurensingsloven, rammeforskriften, styringsforskriften, innretningsforskriften og aktivitetsforskriften.

2 UTSLIPPSSCENARIER

De fleste former for uhellsutslipp i forbindelse med en leteboring er begrensede utslipp, med små mengder og begrenset skadepotensial. De hendelsene som har de største potensielle miljøkonsekvensene er ukontrollerte utslipp fra brønnen under boring (utblåsning), og omtales som definerte fare- og ulykkeshendelser (DFU). Slike hendelser anses dimensjonerende for foreliggende analyse.

2.1 Dimensjonerende DFU

Letebrønn 35/10-9 Heisenberg skal bores som en vertikal letebrønn. Formålet med brønnen er å teste formasjonene for hydrokarboner. Dimensjonerende DFU vil i den forbindelse være en ukontrollert utblåsning av olje fra brønnen under boring. Equinor har utført en risikovurdering med hensyn til utblåsning av olje fra brønnen og beregnet mulige utblåsningsrater og -varigheter med tilhørende sannsynlighetsfordeling (Equinor, 2022).

Heisenberg er en letebrønn hvor det forventes å finne olje. Basert på SINTEF offshore blowout database 2021, er den totale utblåsningsfrekvensen vurdert til $1,20 \times 10^{-4}$ for en wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) (Vysus Group, 2022).

Brønnen er planlagt boret med en halvt nedsenkbar borerigg med BOP plassert på sjøbunn, noe som tilsier at en utblåsning mest sannsynlig vil forekomme på sjøbunnen. Sannsynlighetsfordelingen mellom utblåsninger på overflate kontra sjøbunn under boring er beregnet til henholdsvis 25 % / 75 % (Equinor, 2022).

Lengste utblåsningsvarighet er satt til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. For letebrønn Heisenberg er denne 56 døgn, fordelt på mobilisering av rigg, boring inn i reservoar og stopping av utblåsning (Equinor, 2022) noe som gir vektet varighet på henholdsvis 11,8 dager for overflate- og 12,8 dager sjøbunnsutblåsning (Equinor, 2022). For letebrønnen Kveikje n'Roll var lengste varighet 63 døgn, noe som bidro til lengre vektete varigheter, 16,2 døgn for overflate- og 17,5 døgn sjøbunnsutblåsning. Som følge av at Kveikje n'Roll varighetene legges til grunn for Heisenberg oljedriften innebærer dette en konservativ tilnærming.

Rate-/varighetsmatrisen som er lagt til grunn for miljørisikoanalysen for letebrønn 35/10-9 Heisenberg er en kombinasjon av tidligere modellerte rate/varigheter gjennomført for den nærliggende (8,3 km unna) letebrønnen Kveikje n'Roll og modellering med nye rater, for å sikre at resultatene i utblåsningsstudien er ivaretatt. Rate-varighetsmatrisen for Heisenberg er presentert i Tabell 2-1. Tabellen inkluderer en kolonne som viser hvilke rater fra Kveikje n'Roll som anses som dekkende for Heisenberg (markert med blått) mens nye modellerte rater er markert med grønt. Det understekes at lokasjonen til Kveikje n'Roll er også benyttet for de siste modelleringene. Vektet rate for en overflateutblåsning er $6431 \text{ Sm}^3/\text{døgn}$ og vektet rate for en sjøbunnsutblåsning er $6408 \text{ Sm}^3/\text{døgn}$.

For modellering av sjøbunnsutblåsning benyttes utslippsdiameter for utblåsning uten restriksjoner (open), i henhold til Beste Praksis oppsett av OSCAR (Acona, Akvaplan-niva og DNV GL, 2020).

Tabell 2-1 Rate- og varighetsfordeling med tilhørende sannsynligheter for overflate- og sjøbunnsutblåsning for letebrønn Heisenberg (Equinor, 2022). Modellerte rater for Kveikje n'Roll er markert med blått, mens tilleggsrater for Heisenberg er markert med grønt. Varigheter med sannsynlighetsfordeling er hentet fra Kveikje n'Roll studien (DNV, 2021).

Lokasjon	Sannsynlighet	Modellert (m ³ /d)	Rate (m ³ /d)	Sannsynlighet rate	Sannsynlighet for varigheter (dager)				
					2	5	14	35	63
Overflate	25 %	3674	3033	12 %	47,6 %	16,8%	12,7%	6,4 %	16,5 %
			3674	16 %					
			3930	12 %					
		6814	6155	18 %					
		8715	8788	24 %					
		9668	9949	18 %					
Sjøbunn	75 %	4226	3033	12 %	36,2 %	17,3 %	19,5 %	13,7 %	13,3 %
			3674	16 %					
			3930	12 %					
		7545	6081	18 %					
			8753	24 %					
		9938	9938	18 %					

3 OLJEDRIFTSMODELLERING

I modelleringen av oljedrift gitt en utblåsning fra Heisenberg er det brukt Fram olje. Bakgrunnsinformasjonen er innhentet fra forvitritsstudie gjennomført av SINTEF (2013). I dette kapitlet blir oljetypenes egenskaper, oljedriftsmodellen og dens begrensninger, samt resultater fra oljedriftsmodelleringen beskrevet.

3.1 Oljetyper og oljens egenskaper

Både levetid til olje på sjø, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende mulige miljøeffektene avhenger av oljetype. Det samme gjelder egnetheten til og effekten av ulike typer oljevernberedskap (mekanisk og kjemisk bekjempelse). For utblåsning på Heisenberg er det modellert med Fram olje (SINTEF, 2013).

Fram er en parafinsk råolje med en tetthet på 850 kg/m³. Oljen har medium voks- og asfalteninnhold, henholdsvis 5,3 og 0,1 vekt%. Den initielle fordampningen er 24 % etter en dag på sjø ved lav vindstyrke (5 m/s) i sommersesongen. Andelen olje på vannoverflaten er 73 % og andelen nedblandet olje er 2 %, gitt de samme betingelsene. Maksimalt vanninnhold er på 80 vol.%. Gitt sterk vind (10-15 m/s) i sommerhalvåret oppnås dette nivået etter 9-12 timer mens det under rolige vindforhold (5 m/s) tar ca.1 døgn. Maksimal viskositet forekommer vinterstid med 26300 cP etter 5 døgn og sterk vind (15 m/s). I sommerperioden er maksimal viskositet 20100 cP etter 5 døgn ved sterk vind. Under roligere vindforhold (5 m/s) i sommerhalvåret er viskositeten 6880 cP etter 5 døgn.

Karakteristikker for Fram olje er sammenfattet i Tabell 3-1.

Tabell 3-1 Parametere for Fram olje benyttet i spredningsberegningene for letebrønn Heisenberg (SINTEF, 2013).

Parameter	Fram olje
Oljetetthet [kg/m ³]	850
Maksimum vanninnhold sommer/vinter [%]	80
Voksinnhold, fersk olje [vekt %]	5,3
Asfalteninnhold (harde), fersk olje [vekt %]	0,1
Viskositet ved 13 °C og 10 s ⁻¹ [cP], fersk olje	69

3.2 Oljedriftsmodellen

Oljedriftsmodellen som er anvendt, er SINTEFs OSCAR modell v. 11.0.1 (Oil Spill Contingency And Response). Modelloppsettet av OSCAR er basert på beste praksis (Acona, Akvaplan-niva og DNV GL, 2020).

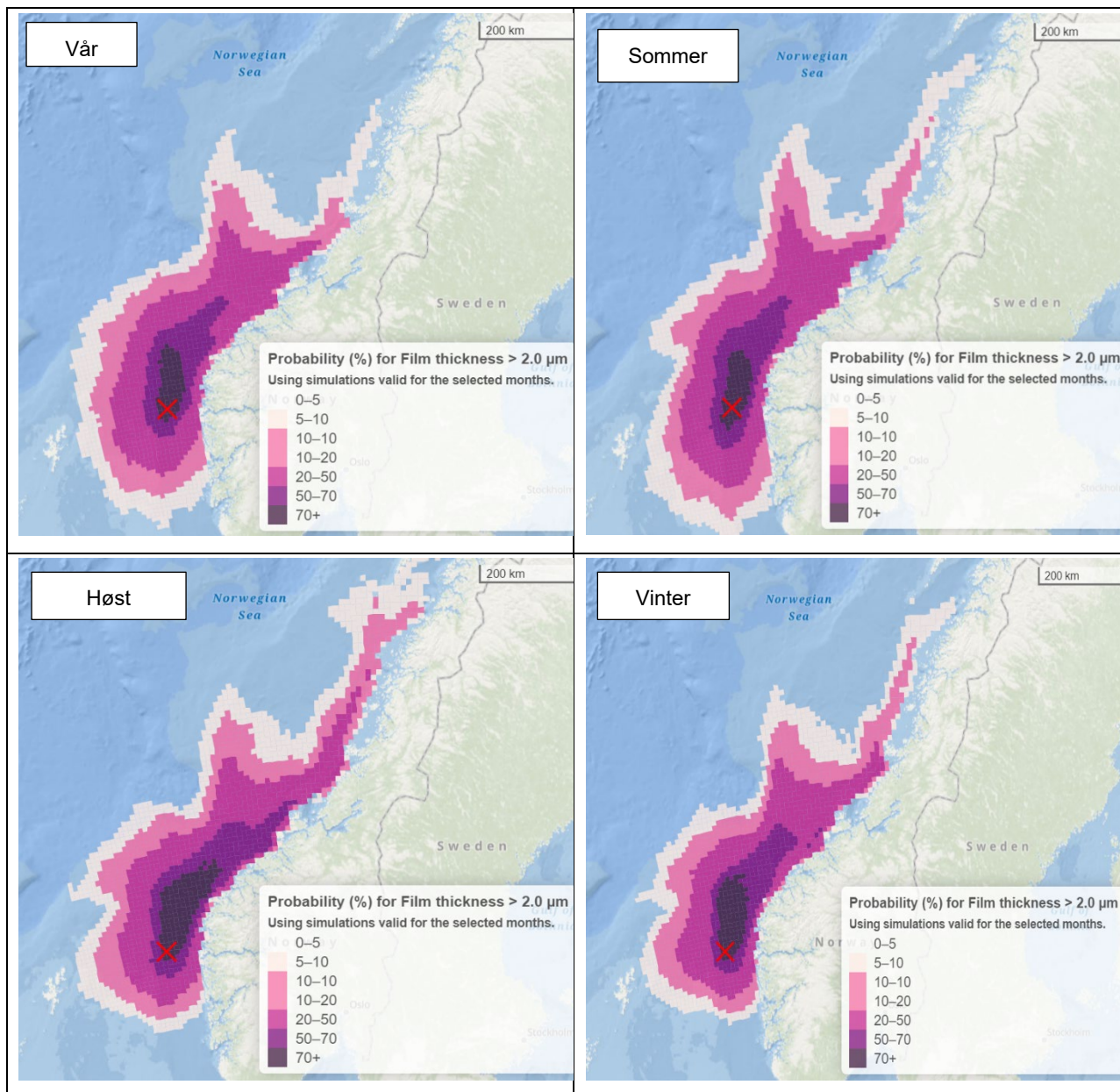
Grunnlaget for 35/10-9 Heisenberg er tidligere modellerte overflate- og sjøbunnsutblåsninger for den nærliggende letebrønnen Kveikje n'Roll komplettert med to nye rater. Modelleringen er for alle rater gjennomført med Kveikje n'Roll lokasjonen. Eksempel på overflatestrøm fra SVIM arkivet som er benyttet er vist i Figur 3-2.

3.3 Oljedriftsmodellering – Resultater

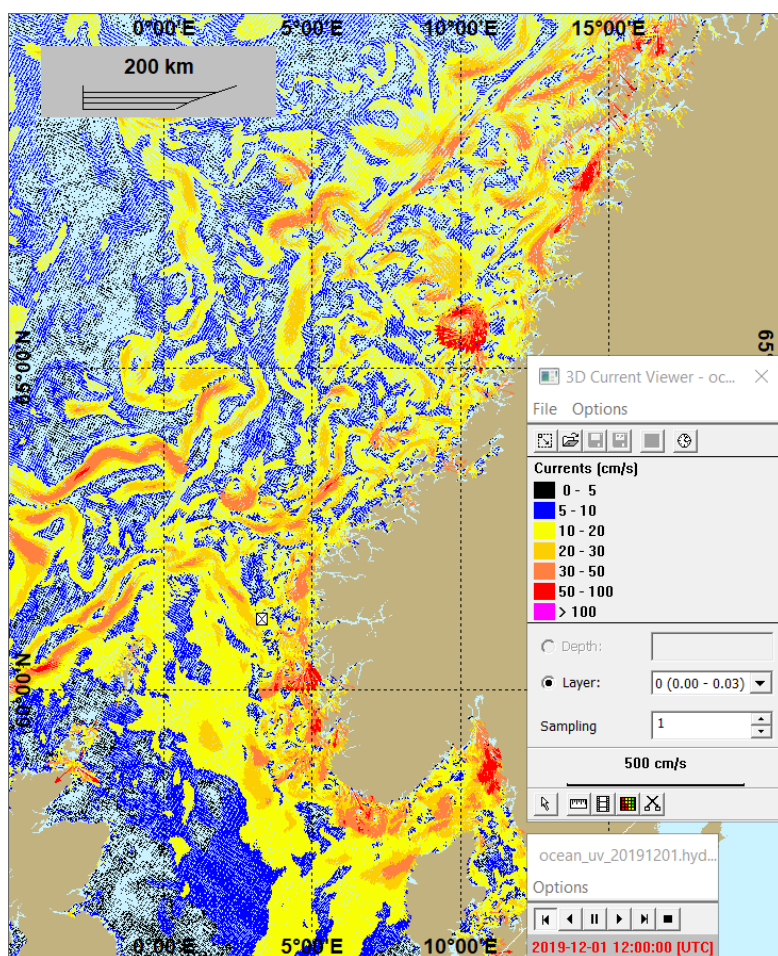
Resultater fra oljedriftssimuleringene er vist sesongvis basert på sammen-veking av alle rater og varigheter som gitt i Tabell 2-1.

3.3.1 Spredning av olje på overflaten

For modellerte utblåsninger er det produsert helårlig oljedriftsstatistikk på 10×10 km ruter. Sannsynlighet for å overstige effektgrensen på 2 µm oljefilmtykkelse på sjøoverflaten er vist sesongvis i Figur 3-1 og viser en spredning av olje rundt utslippslokasjon og nordover i Norskehavet. Høstsesongen er perioden med lengst utstrekning nordover. I tillegg er det perioden med størst område for >50 % sannsynlighet for filmtykkelse på sjøoverflaten på 2 µm. 2 µm oljefilmtykkelse er grenseverdien i ERA Acute for effekter på sjøfugl.



Figur 3-1 Sesongvis sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 µm i 10×10 km ruter gitt en utblåsning fra letebrønn Heisenberg. Influensområdet defineres av 5 % treffsannsynlighet.

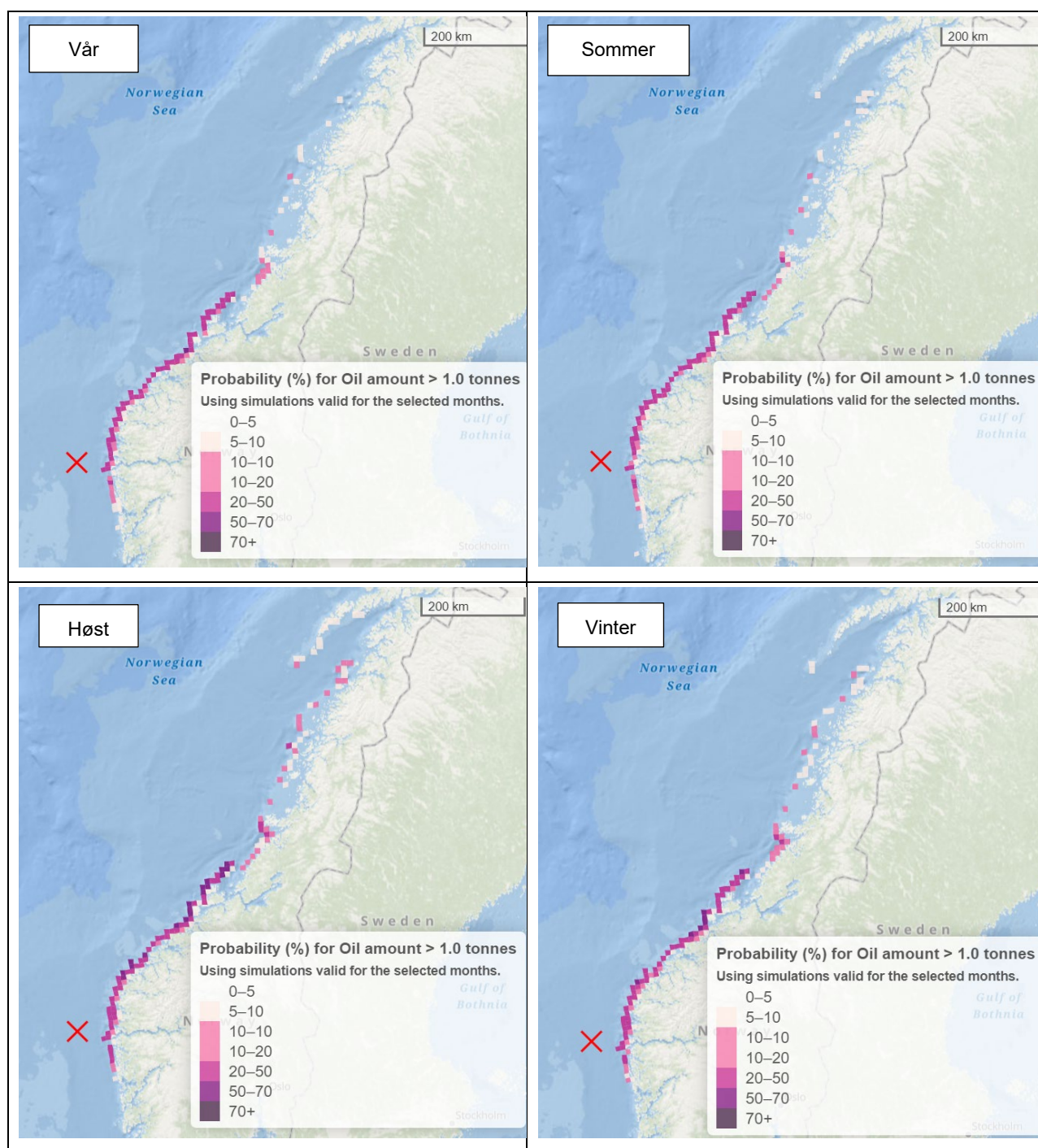


Figur 3-2 Øyeblikksbilde av overflatestrømmer i Nordsjøen 01.12.2019 (Meteorologisk Institutt: SVIM arkivet for strøm- og isdata: <ftp://ftp.met.no/projects/SVIM-public/SVIMresults/>). Lokasjon for Heisenberg er angitt med en firkant med kryss i.

3.3.2 Olje i kyst- og strandsonen

I Figur 3-3 er det presentert sannsynlighet for stranding av oljemengde over 1 tonn fra de statistiske oljedriftsberegningene.

Gitt en utblåsning i forbindelse med leteboring på Heisenberg er det i hovedsak områdene fra Øygarden, Vestland og nordover til Vikna, Trøndelag, som er mest utsatt. Maksimal sannsynlighet for stranding i enkelt 10x10 km ruter langs kysten er nær Kristiansund i høstsesongen, 68 %. I sommersesongen er det ingen sannsynlighet for treff over 50 %.

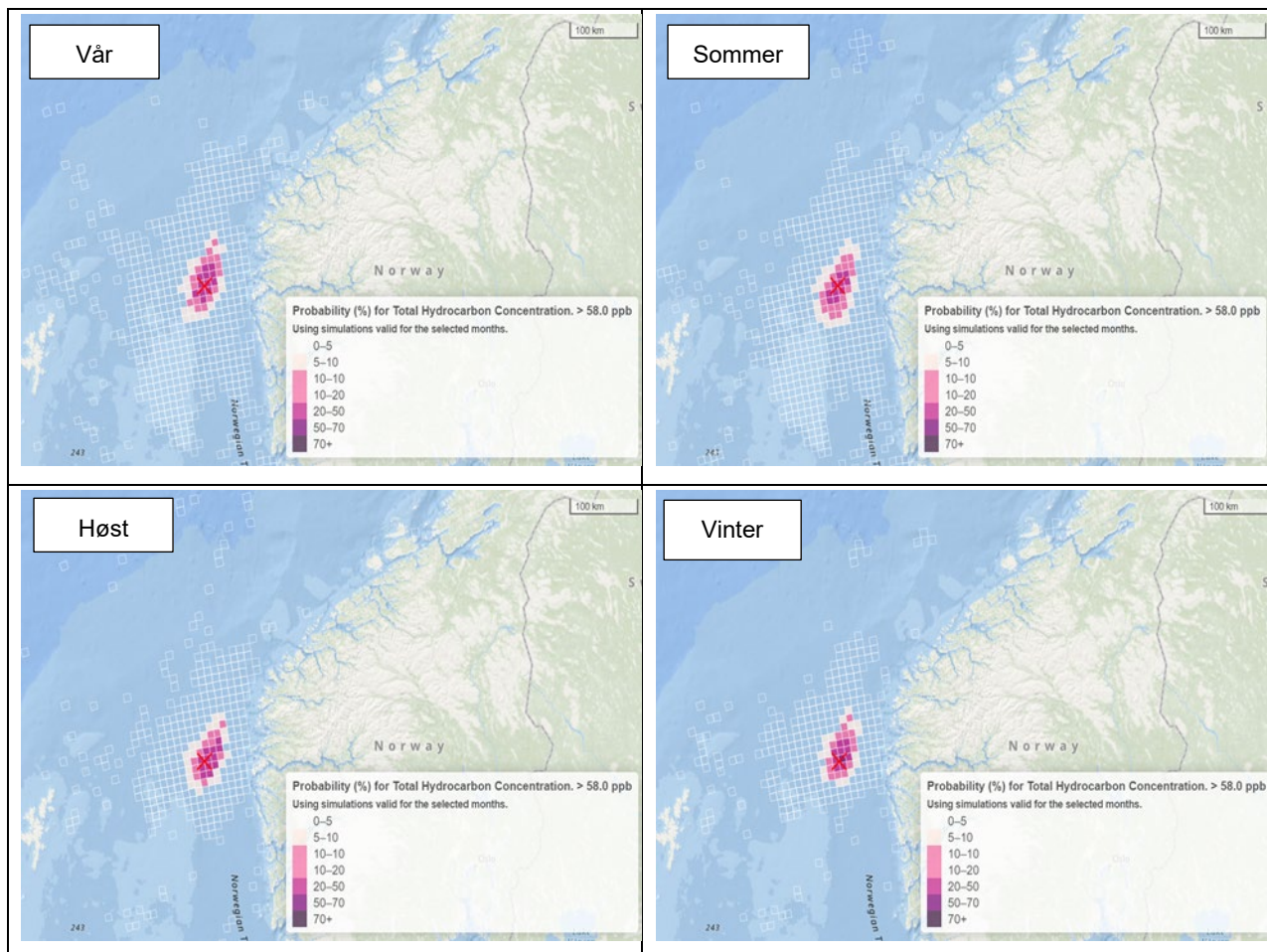


Figur 3-3 Sesongvis sannsynlighet for oljemengder >1 tonn i 10×10 km ruter gitt en utblåsning fra letebrønn Heisenberg. Influensområdet defineres av 5 % treffsannsynlighet.

3.3.3 Vannsøylekonsentrasjoner

Resultatene av konsentrasjonsberegningene rapporteres som totale konsentrasjonsverdier av olje (THC) i de øverste vannmassene, det vil si både dispergert olje og løste oljekomponenter. Oljen i vannmassene vil i hovedsak skrive seg fra olje som blandes ned i vannmassene fra drivende oljeflak (naturlig dispergering som følge av vind og bølger). Nedblanding av oljen fra overflaten beregnes på basis av oljens egenskaper og den rådende sjøtilstanden. Sannsynlighet for å overstige effektkonsentrasjon på 58 ppb THC i vannsøylen er gitt sesongvis i Figur 3-4. Gitt en utblåsning er effektområdet

begrenset til de nærmeste 10x10 km rutene rundt lokasjonen, ut til 60-70 km fra utblåsningspunktet. Foruten en 10x10 km rute i vintersesongen (50,5 %) er det ingen sannsynlighet over 50 % for konsentrasjon på 58 ppb.

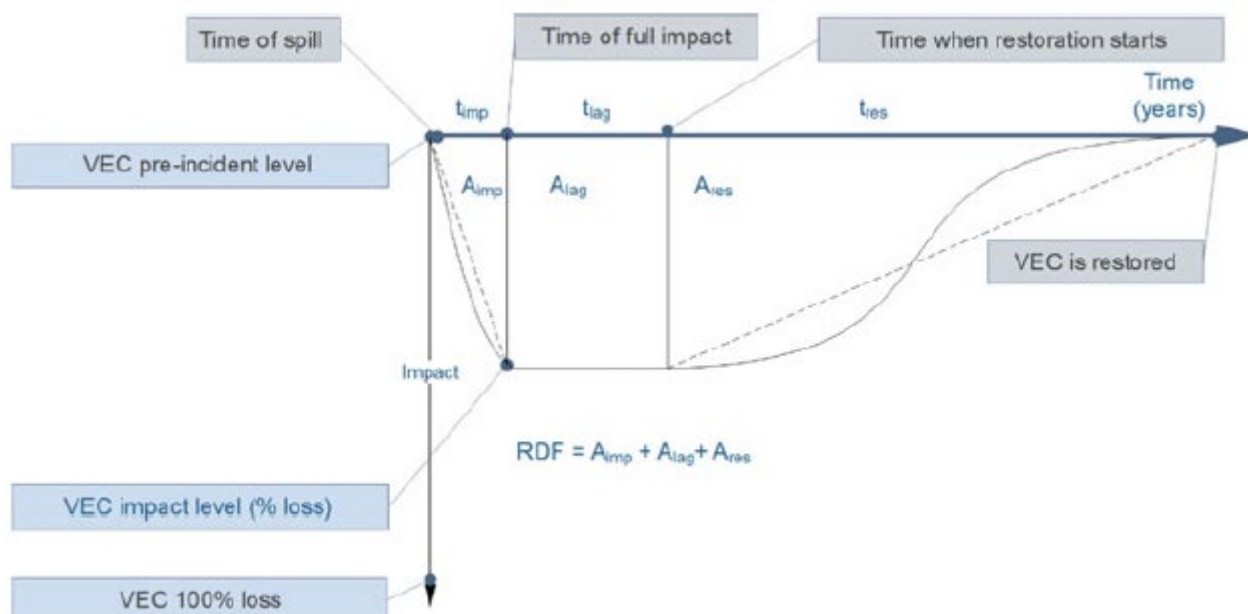


Figur 3-4 Sesongvis sannsynlighet for tidsmidlede maksimale oljekonsentrasjoner (THC) over 58 ppb i 10x10 km ruter gitt en utblåsning fra letebrønn Heisenberg. Influensområdet defineres av 5 % treffsannsynlighet.

4 METODIKK FOR MILJØRETTET RISIKOANALYSE

Analysen utføres i henhold til Norsk olje og gass veiledning for ERA Acute miljørisikoanalyse tilnærming ((NOROG, 2020; Stephansen *et.al.*, 2021). For Heisenberg er det valgt å gjennomføre en skadebasert analyse for de antatt mest sårbare miljøressursene. Et sammendrag av metodikken i miljørisikoanalysen er beskrevet nedenfor med fokus på VØK bestander, mens det henvises til veiledningen for mer utfyllende informasjon.

I ERA Acute beregnes det først bestandstap for sjøfugl/sjøpattedyr og larvetap for fisk, samt antall kilometer påvirket strandflora og -fauna som følge av overlapp med oljedriftsimuleringene. Deretter beregnes restitusjonstid som følge av en slik påvirkning, og skaden oppsummeres med en ressurskade faktor RDF (Resource Damage Factor). RDF er målt som tapte bestands-år for sjøfugl/sjøpattedyr og fisk og som tapte habitat-år (km-år) for strandflora og -fauna (Figur 4-1). Ressurskade faktoren RDF benyttes som mål for miljøskade i forbindelse med beregning og vurdering av miljørisiko og risikonivåer, og bedømmer om operatørens akseptkriterier for skade på ytre miljø er oppfylt.



Figur 4-1 Illustrasjon av bruk av bestandstap og restitusjonstid for å beregne ressurskade faktoren (RDF). VEC = Valued Ecosystem Component.

Kategorisering av RDF og de andre endepunktene er en viktig del av arbeidet med presentasjon av resultater og kommunisering av miljørisiko. Tabell 4-1, Tabell 4-2 og Tabell 4-3 viser anbefalte skadekategorier for endepunktene «påvirkning», «restitusjonstid» og miljøskade i ERA Acute. Skadekategoriene basert på RDF benyttes som endepunkt i analysen og er samkjørt med konsekvenskategoriene i Equinors risikomatrise RM100 (se kapittel 1.3). Det understrekes at konverteringen fra ERA Acute til Equinors konsekvenskategorier foretas utelukkende for risikomatrissene. I konsekvensgrunnlaget er inndelingen i henhold til ERA Acute verktøyet (Tabell 4-4).

Tabell 4-1 Anbefalte kategorier for påvirkning for illustrasjon av ERA Acute resultater.

VEC	Enhet	Påvirkningskategorier (impact)						
		Kat. 1	Kat. 2	Kat. 3	Kat. 4	Kat. 5	Kat. 6	Kat. 7
Sjøfugl, sjøpattedyr	% bestandstap	0-1	1-5	5-10	10-20	20-30	30-50	50-100
Fiskeegg/-larver	% larvetap	0-1	1-5	5-10	10-20	20-30	30-50	50-100
Strandhabitat, Invertebrater (ESI 1-10)	km	0-1	1-50	50-250	250-500	500-1000	1000-2000	>2000
Strandhabitat, Flora (ESI 8-10)	km	0-1	1-30	30-150	150-300	300-600	600-1200	>1200

Tabell 4-2 Anbefalte kategorier for restitusjonstid for illustrasjon av ERA Acute resultater.

VEC	Enhet	Skadekategorier (recovery)						
		Kat. 1	Kat. 2	Kat. 3	Kat. 4	Kat. 5	Kat. 6	Kat. 7
Sjøfugl, sjøpattedyr og fisk	År	0-1	1-5	5-10	10-20	20-30	30-50	40-200
Strandhabitat, Invertebrater og flora	År	0-1	1-3	3-5	5-7	7-9	9-11	11-13

Tabell 4-3 Anbefalte kategorier for klassifisering av skade basert på RDF (ressursskedefaktor) i ERA Acute.

VEC	Enhet	Skadekategorier (RDF)						
		Ubetydelig	Liten	Moderat	Alvorlig	Svært alvorlig	Stor	Katastrofal
Sjøfugl, sjøpattedyr	Bestands-år	0-10	10-50	50-100	100-200	200-400	400-800	>800
Fiske-egg/larver	Bestands-år	0-10	10-50	50-100	100-200	200-400	400-800	>800
Strandhabitat, Invertebrater (ESI 1-10)	Kilometer-år	0-10	10-350	350-2000	2000-4000	4000-8000	8000-16000	>16000
Strandhabitat, Flora (ESI 8-10)	Kilometer-år	0-5	5-150	150-750	750-1500	1500-3000	3000-6000	>6000

Tabell 4-4 Skadekategorier benyttet i ERA Acute og tilhørende konsekvenskategorier i risikomatriksen til Equinor.

ERA Acute	Equinor
Ubetydelig	Ubetydelig (1-2)
Liten	Liten (3)
Moderat	Moderat (4)
Alvorlig	Alvorlig (5)
Svært alvorlig	Svært alvorlig (6)
Stor	Stor (7)
Katastrofal	Katastrofal (8)
	Ekstrem (9)

4.1 Usikkerhet i miljørisikoanalyser

I henhold til Ptils oppdaterte definisjon av risikobegrepet, der det understrekes at usikkerhetsmomentet i en risikoanalyse bør belyses og hvordan usikkerheten skal håndteres, pekes det i foreliggende avsnitt på de viktigste usikkerhetsparametrene i miljørisikoanalysen.

I miljørisikoanalyser er ønsket å redusere usikkerheten så mye som mulig, noe som innebærer til enhver tid å benytte best tilgjengelig kunnskap. Det innebærer også å gjøre enkelte konservative valg for å håndtere de verdiene en ikke har tilstrekkelig kunnskap om, og på den måten ivareta usikkerheten ved en føre-var holdning.

Når en leser miljørisikoanalyser får man gjerne inntrykk av at miljørisiko er en eksakt kvantitativ størrelse som uten forbehold kan avgjøre om planlagt aktivitet er akseptabel eller uakseptabel i forhold til mulig miljøpåvirkning. Det er lett å glemme at bak tallene ligger en rekke parametre som rommer større eller mindre grad av usikkerhet, eksempelvis:

- a) Metodikk
- b) Miljøressurser
- c) Oljetype
- d) Frekvenser og sannsynligheter

For ERA Acute metoden er det utført en egen studie på usikkerhet og sensitivitet rundt metodikken (Akvaplan-niva, Acona, DNV GL 2019). Anbefalinger fra denne studien er å benytte best tilgjengelige oljedriftsmodell og inngangsdata med fornuftige konservative parameter verdier for skade og restitusjon, samt å kontinuerlig jobbe for forbedring av disse. Etablering av industristandarder er også ansett som viktig ikke minst for å redusere variabilitet mellom analyser. Det har vært jobbet mye med dette i ERA Acute regi bl.a. med etablering av felles ressursdatasett, beste praksis for oppsett og kjøring av oljedriftsmodell, samt standarder for analysegjennomføring og rapportering.

5 MILJØRESSURSER

5.1 Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK)

Som utgangspunkt for miljørisikoanalysene er det gjennomført en vurdering av hvilke naturressurser som har det største konfliktpotensialet innen influensområdet til Heisenberg. En Verdsatt Økosystem Komponent (VØK) er definert i veiledningen for gjennomføring av miljørisikoanalyser (OLF, 2007) som en ressurs eller miljøegenskap som:

- Er viktig (ikke bare økonomisk) for lokalbefolkningen, eller
- Har en nasjonal eller internasjonal interesse, eller
- Hvis den endres fra sin nåværende tilstand, vil ha betydning for hvordan miljøvirkningene av et tiltak vurderes, og for hvilke avbøtende tiltak som velges.

For å velge ut VØKer innen et mulig berørt område benyttes følgende prioriteringskriterier (OLF, 2007):

- VØK må være en populasjon eller bestand, et samfunn eller habitat/naturområde
- VØK må ha høy sårbarhet for oljeforurensning i den aktuelle sesong
- VØK bestand må være representert med en stor andel i influensområdet
- VØK bestand må være til stede i en stor andel av året eller i den aktuelle sesong
- VØK habitat må ha høy sannsynlighet for å bli eksponert for oljeforurensning

VØKer som blir valgt ut for analyse i en spesifikk operasjon kan representere et spenn av ressurser som vil bidra til miljørisikoen for operasjonen i ulik grad. Som et minimum skal alltid den eller de ressursene som er antatt å bidra mest til miljørisikoen være representert blant de utvalgte ressursene. I utvelgelsen av VØKer er rødlistearter som er til stede i influensområdet vurdert.

5.2 Utvalgte VØK for analysen

Utvalgte VØKer er basert på kriteriene beskrevet i kapittel 5.1 og er nærmere beskrevet nedenfor.

5.2.1 Sjøfugl data

Tabell 5-1 viser utvalgte sjøfuglarter på åpent hav og kystnært inkludert i miljørisikoanalysen for Heisenberg. Datasettene i SEATRACK (Fauchald et al., 2021) dekker pelagiske og kystnære bestander for følgende arter: alkekonge, havhest, krykkje, lomvi, lunde og polarlomvi. Øvrige kystnære data hentes fra SEAPOP (2017 med oppdatering av høyarktiske arter 2018). Datasettet for kystnære sjøfugl fra SEAPOP inneholder nasjonale data (NO) mens SEATRACK dataene er regionale bestander (Nordsjøen (NS), Norskehavet (NH), Barentshavet (BH)).

En oversikt over data og datasett og inngangsparameterne som er benyttet er gitt i Tabell 5-1. En screening av datasettene i forhold til overlapp med influensområdene fra oljedriften har begrenset VØK utvalget til de artene som er uthevet i tabellen.

Tabell 5-1 Utvalgte VØKer (sjøfugl) for miljørisikoanalysen for Heisenberg (Fauchald et al., 2021; SEAPOP, 2017).
P_phy er sannsynlighet for død gitt eksponering over effektgrense og *p_beh* er sannsynlighet for eksponering.
Gjenvekstrate angir forventet bestandsøkning i etterkant av hendelse, gitt definerte *P_phy* og *P_beh* forhold.
 Rødlistekategorier fra Artsdatabanken (2021).

Artsgruppe	Art	Nasjonal rødliste	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
Pelagisk dykkende	Alkekonge (BH)	LC	90 %	88 %	110 %
	Alke (NO)	VU/EN ¹⁾	90 %	88 %	110 %
	Lunde (NS)	VU	90 %	88 %	110 %
	Lunde (NH)	VU	90 %	88 %	110 %
	Lunde (BH)	VU	90 %	88 %	110 %
	Lomvi (NH)	CR	90 %	88 %	110 %
	Lomvi (BH)	CR	90 %	88 %	110 %
	Polarlomvi (BH)	EN	90 %	88 %	110 %
Pelagisk overflatebeitende	Krykkje (NS)	EN	90 %	51 %	110 %
	Krykkje (NH)	EN	90 %	51 %	110 %
	Krykkje (BH)	EN	90 %	51 %	110 %
	Havhest (NS)	EN	90 %	51 %	105 %
	Havhest (NH)	EN	90 %	51 %	105 %
	Havhest (BH)	EN/LC ¹⁾	90 %	51 %	105 %
	Havsule (NO)	LC	90 %	51 %	115 %
	Tyvjo (NO)	NT	90 %	51 %	105 %
	Ismåke (NO)	VU	90 %	51 %	115 %
	Sabinemåke (NO)	VU	90 %	51 %	115 %
	Storjo (NO)	LC	90 %	51 %	105 %
Kystbundne dykkende	Svartand (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Storlom (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Ærfugl (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Islom (NO)		90 %	76 %	120 %
	Laksand (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Toppskarv (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Storskarv (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Praktærfugl (NO)	NT ¹⁾	90 %	76 %	120 %
	Siland (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Smålom (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Stellerand (NO)	VU	90 %	76 %	120 %
	Sjørørre (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Gulnebbblom (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Havelle (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Teist (NO)	VU	90 %	76 %	110 %
Kystbundne overflatebeitende	Rødnebbterne (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Svartbak (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Fiskemåke (NO)	NT	90 %	36 %	115 %
	Makrellterne (NO)	EN	90 %	36 %	115 %

Artsgruppe	Art	Nasjonal rødliste	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
	Polarmåke (NO)	NT ¹⁾	90 %	36 %	115 %
	Gråmåke (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Sildemåke (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
Våtmarkstilknnyttede	Hvitkinngås (NO)		90 %	54 %	120 %
	Ringgås (NO)	NT ¹⁾	90 %	54 %	120 %
	Brunnakke (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Dverggås (NO)	CR	90 %	54 %	120 %
	Stokkand (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Grågås (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Kortnebbgås (NO)		90 %	54 %	120 %

Rødliste kategorier: CR – Kritisk truet, EN – Sterkt truet, VU - Sårbar, NT – Nær truet og LC - Livskraftig. Nasjonal rødliste skiller ikke på regioner, foruten Svalbard, og en enkeltart er derfor oppført i samme kategori for ulike regioner. ¹⁾ Svalbard bestand, ²⁾ Hekkebestand på Jan Mayen, Bjørnøya og Svalbard.

5.2.2 Marine pattedyr

Havert og steinkobbe har høyest sårbarhet under kaste- og hårfellingsperioden da de samler seg i kolonier i kystnære områder (juni-september for steinkobbe og desember-april for havert). Ved en eventuell utblåsning kan influensområdet til Heisenberg strekke seg vest-, øst- og nordover fra brønnlokasjonen. Dette kan innebære treff langs kysten fra Vestlandet og nordover til Nordland. Med bakgrunn i dette er det gjennomført risikoberegninger på de midtnorske bestandene av havert og steinkobbe (DN&HI, 2010).

Tabell 5-2 Utvalgte marine pattedyr bestander for Heisenberg miljørisikoanalyse.

Artsgruppe	Art	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
Marine pattedyr	Havert (MI)	10 %	95 %	113 %
	Steinkobbe (MI)	10 %	95 %	113 %

5.2.3 Fisk

Effekten av olje på organismer i vannfasen (fisk og plankton) er avhengig av oljetype, nedblandingsgrad og kinetikk for utløsning av oljekomponenter til vannfasen, samt varighet av eksponeringen. Siden planktonforekomstene (plante- og dyreplankton) generelt er lite sårbare for oljeforurensning, er hovedfokus for miljørisikoanalyser satt på fisk. Egg og larver kan være svært sårbare for oljeforurensning i vannmassene, mens yngel (større enn 2 cm) og voksen fisk i liten grad antas å påvirkes. Dette er i tråd med feltobservasjoner som har vist liten dødelighet av voksen fisk etter virkelige oljeutslipp. For fisk er det hovedsakelig arter som gyter konsentrert både i tid og rom som har størst skadepotensiale for oljeutblåsninger.

I og med at influensområdene dekker nordlige deler av Nordsjøen og inn i Norskehavet til områder med tidvise konsentrasjoner av gyteprodukt, er det valgt å inkludere sild, torsk og tobis (Vikingbanken) i den kvantitative delen av miljørisikoanalysen og nordsjøtorsk, sei, hyse og nordsjøhyse, norsk vårgytende (NVG) sild og nordsjømakrell kvalitativt (overlappsanalyse).

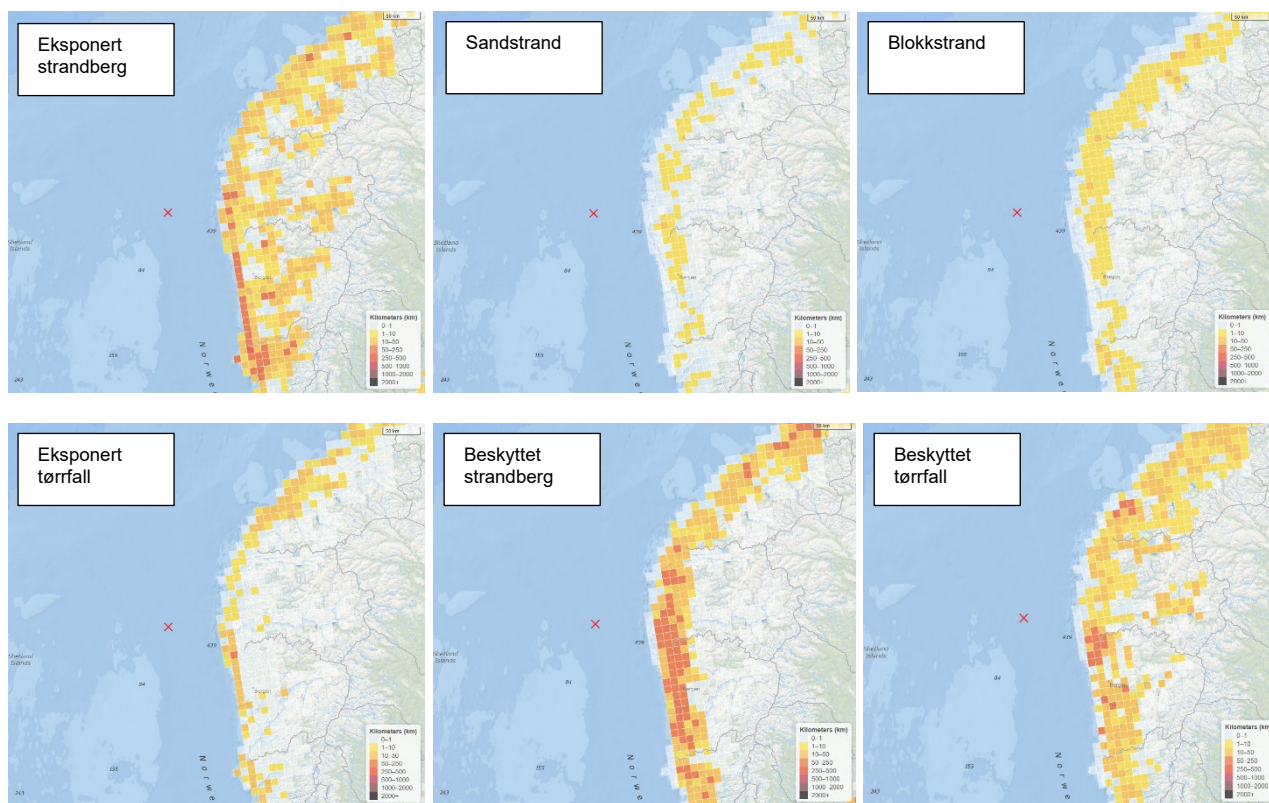
5.2.4 Strandhabitat

I tråd med ERA Acute metodikk er det foretatt analyser på strandtyper/habitater klassifisert med Environmental Sensitivity Index (ESI). Indeksen rangerer strandlinjen i forhold til deres sensitivitet for oljeeksponering og er delt inn i 10 hovedklasser (Tabell 5-2). De lavest rangerte klassene representerer områder som er minst sårbare for oljeeksponering og ESI ivaretar forhold som: relativ eksponering for bølger og tidevann, biologisk produktivitet og sensitivitet, substrat (kornstørrelse, permeabilitet, mobilitet), helningsgrad samt mulighet for beredskapstiltak og restitusjonstid.

Tabell 5-3 Oversikt over ESI strandtyper.

ESI Rank	Description of ESI shoreline types (estuarine)
ESI 1	Exposed, rocky shores and cliffs with boulder talus base, man-made structures
ESI 2	Exposed wave-cut platforms in bedrock, mud, or clays and scarps and steep slopes in clay
ESI 3	Fine to medium-grained sand beaches, scarps and steep slopes in sand and tundra cliffs
ESI 4	Coarse-grained sand beaches
ESI 5	Mixed sand and gravel beaches
ESI 6	Gravel beaches and riprap
ESI 7	Exposed tidal flats
ESI 8	Sheltered, scarps in bedrock, mud, clay, rocky shores, solid man-made structures, riprap, rocky rubble shores, peat shorelines
ESI 9	Sheltered tidal flats, vegetated low banks, hypersaline tidal flats
ESI 10ABE	Salt- and brackish-water marshes, freshwater marshes and inundated low-lying tundra
ESI 10CD	Swamps and scrub-shrub wetlands

Datasettet for Norskekysten er utarbeidet spesifikt for ERA Acute analyser i ERA Acute JIP og dokumentert i Akvaplan-Niva og DNV GL (2019). Datasettet omfatter ESI type 1 (eksponert strandberg), 4 (sandstrand), 6 (blokkstrand), 7 (eksponert tørrfall), 8 (beskyttet strandberg) og 9 (beskyttet tørrfall, leirstrand) (Figur 5-1).



Figur 5-1 Forekomst av antall km kyst (i 10x10 km ruter) av ESI1 - strandberg (øverst venstre), ESI4 - sandstrand (øverst midt), ESI6 – blokkstrand (øverst høyre), ESI7 – ekspontert tørrfall (nederst venstre), ESI8 – beskyttet strandberg (nederst midten) og ESI9 – beskyttet tørrfall, leirstrand (nederst høyre). Heisenberg/ Kveikje n'Roll lokasjon markert med kryss.

6 MILJØKONSEKVENSER OG -RISIKO

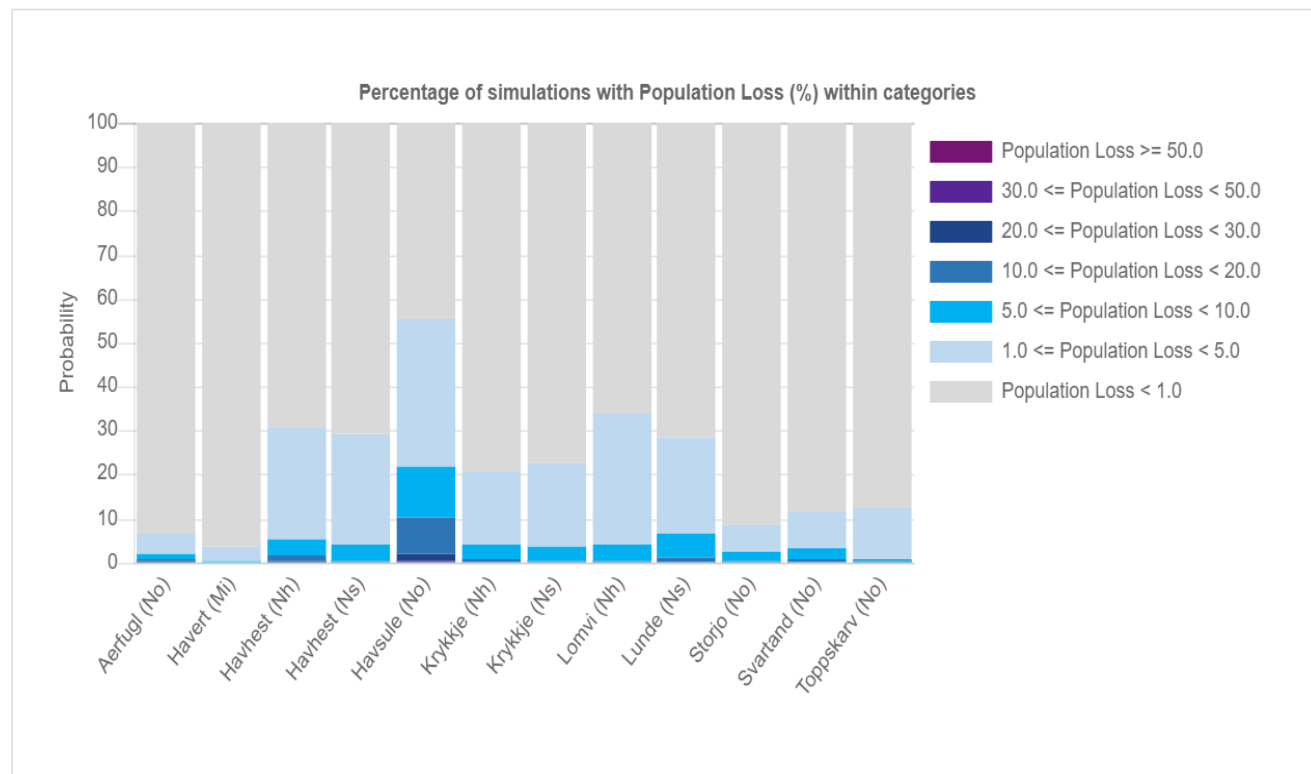
Miljøskade er presentert for sjøfugl og sjøpattedyr, for kyst og strandhabitater og for fisk (vannsøylen). For sjøfugl og sjøpattedyr beskrives først bestandstap med årlig oppsummering av sannsynlighet for ulike tapsandeler i gitte tapsekategorier iht. Tabell 4-1. Videre er det presentert gjennomsnittlig og maksimalt bestandstap for de mest utsatte artene. Til slutt er det oppsummert sannsynlighet for ulike miljøskader i form av bestandstapsår (RDF) i faste skadekategorier iht. Tabell 4-3.

For fisk er det på tilsvarende måte presentert sannsynlighet for ulike larvetap basert på overlapp med THC i vannsøylen (jfr. Tabell 4-1) og vist gjennomsnitt og maksimale tapsandeler for mest utsatte år. For fisk er larvetapet beregnet videre til populasjonstap ved hjelp av fiskepopulasjonsmodellen som er utviklet i ERA Acute. Populasjonstapet er oppsummert i skadekategorier som for sjøfugl og sjøpattedyr i form av bestandstapsår (jfr. Tabell 4-3).

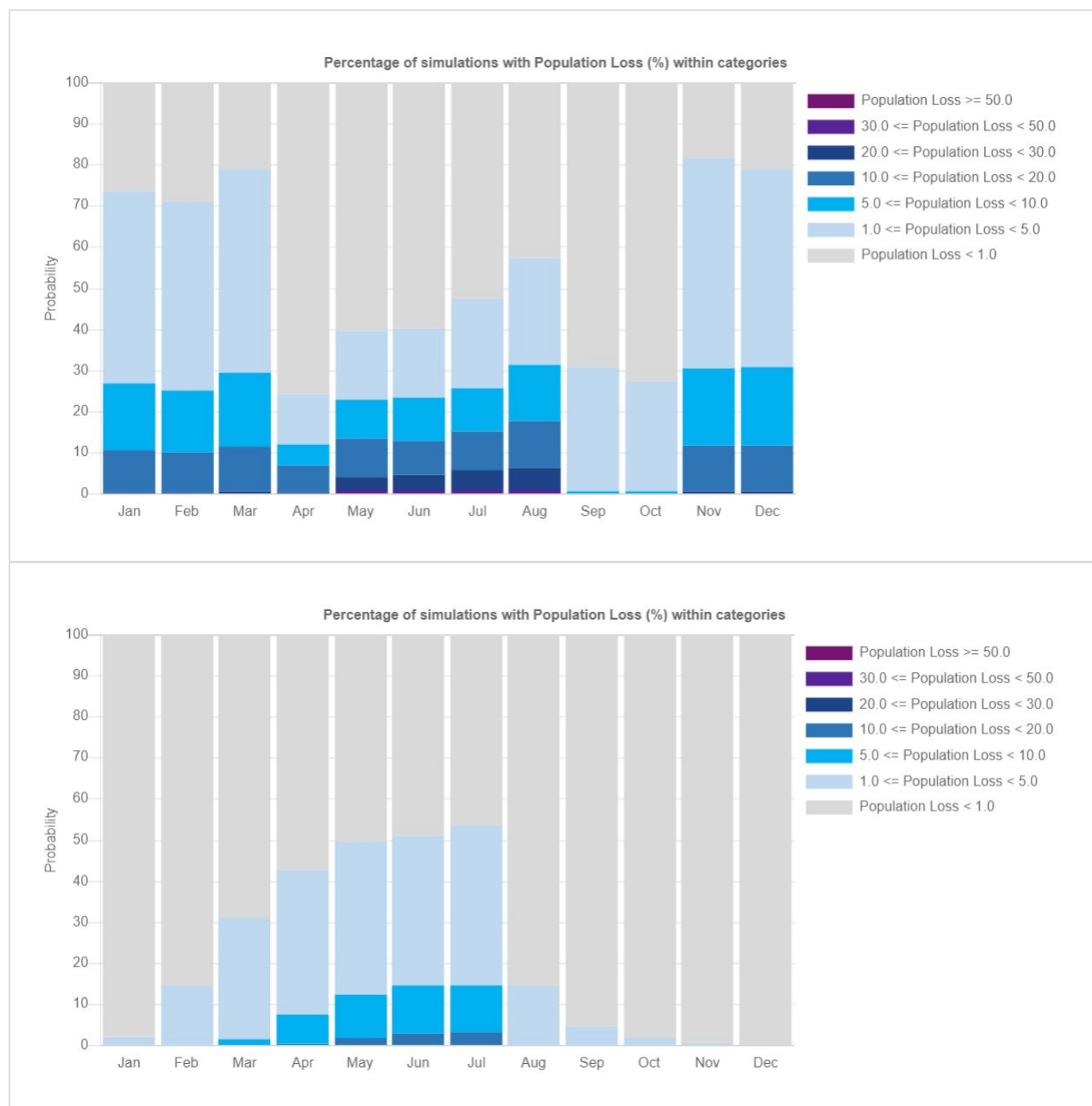
For kyst og strand så er det presentert antall km påvirket kyst for ulike ESI klasser både for fauna og flora. Også her er det presentert variasjon gjennom året, samt oppsummert sannsynlighet for ulike skadekategorier basert på RDF som for strand er gitt som habitattap (km-år).

6.1 Konsekvenser for sjøfugl og sjøpattedyr

Beregnet sannsynlighet for ulike bestandstap på sjøfugl og sjøpattedyr er vist i Figur 6-1. Størst påvirkning kan forventes for åpent hav artene havsule og havhest (hekkefugl Norskehavet). For disse to artene er det presentert sannsynlighet for ulike bestandstap for hver måned i Figur 6-2. For havsule er det beregnet størst bestandstap (tapsandel >1 % av bestanden) i november mens det i perioden mai-august er begrenset sannsynlighet (<1 %) for tapsandel på 30-50 % av bestanden. For havhest (Nh) er beregnet tapsandel høyest i juli. Av de kystnære sjøfuglartene er det svartand som er mest utsatt. For de modellerte sjøpattedyr bestandene er det den sentrale kolonien av havert, lokalisert i Trøndelag/Nordland, som er mest utsatt med 3,2 % sannsynlighet for 1-5 % bestandstap.

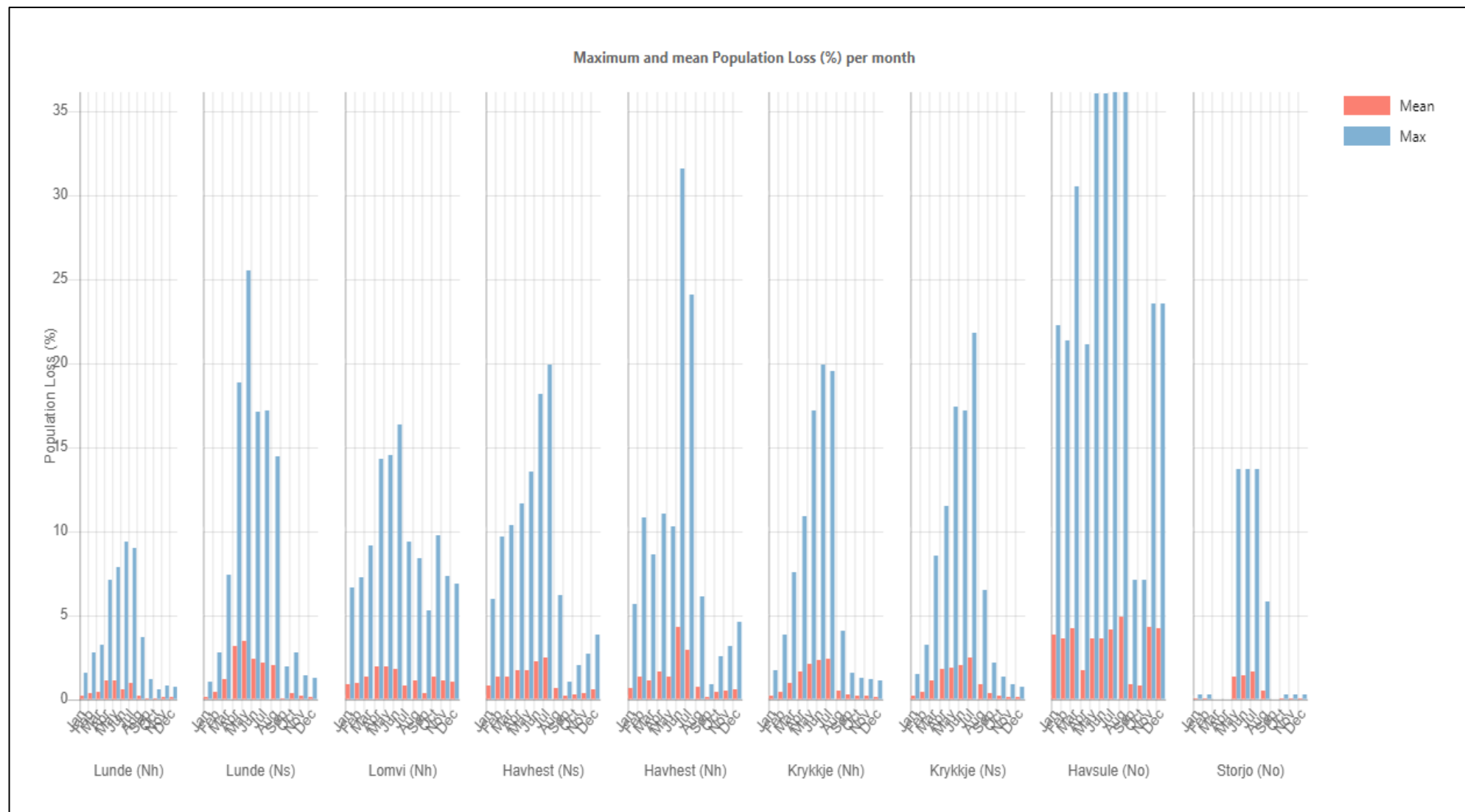


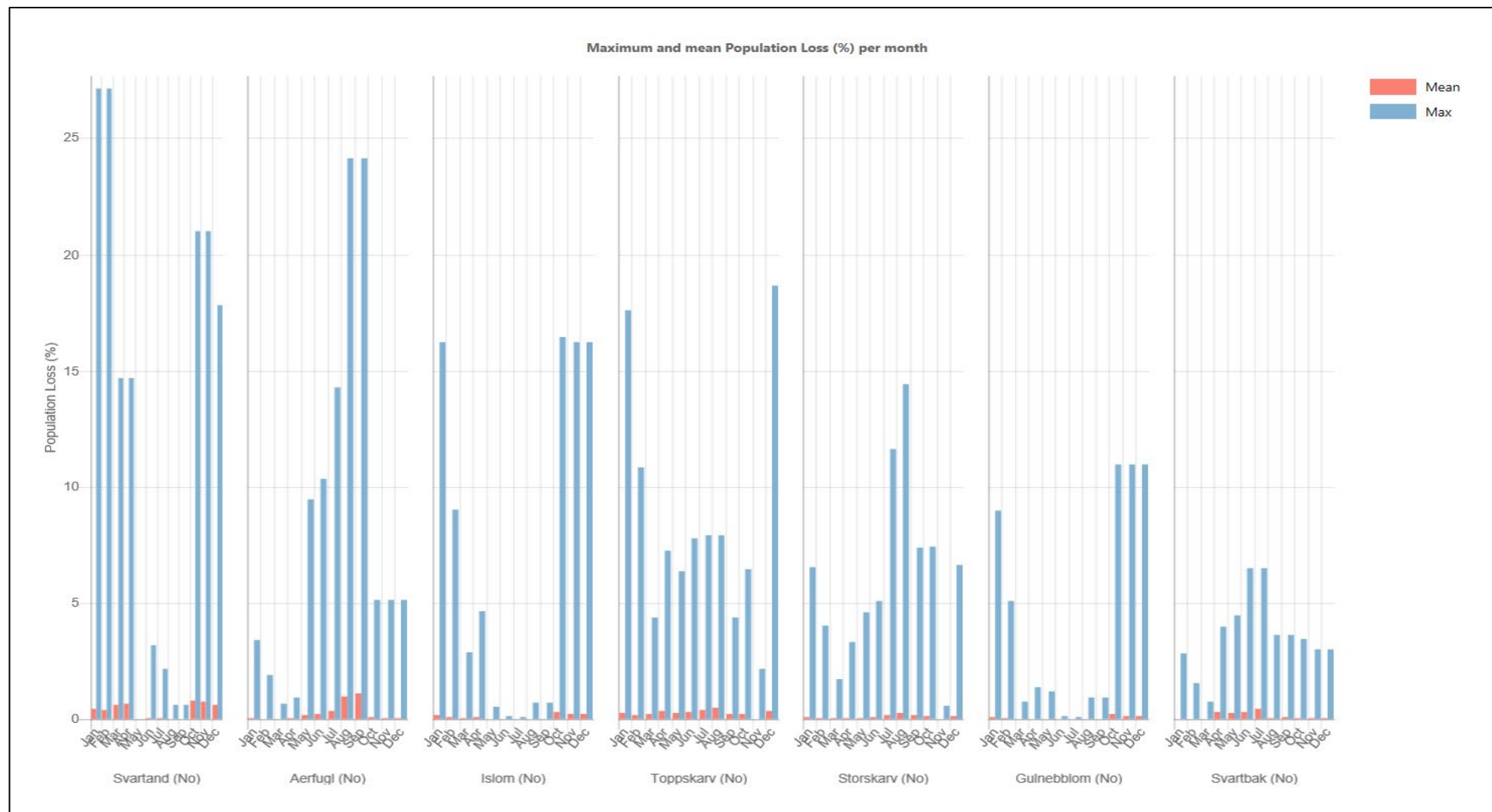
Figur 6-1 Sannsynlighet for ulike bestandstap for sjøfugl og sjøpattedyr (havert) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg.



Figur 6-2 Månedlig sannsynlighet for ulike bestandstap for havsule (øverst) og havhest (Nh) (nederst) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg.

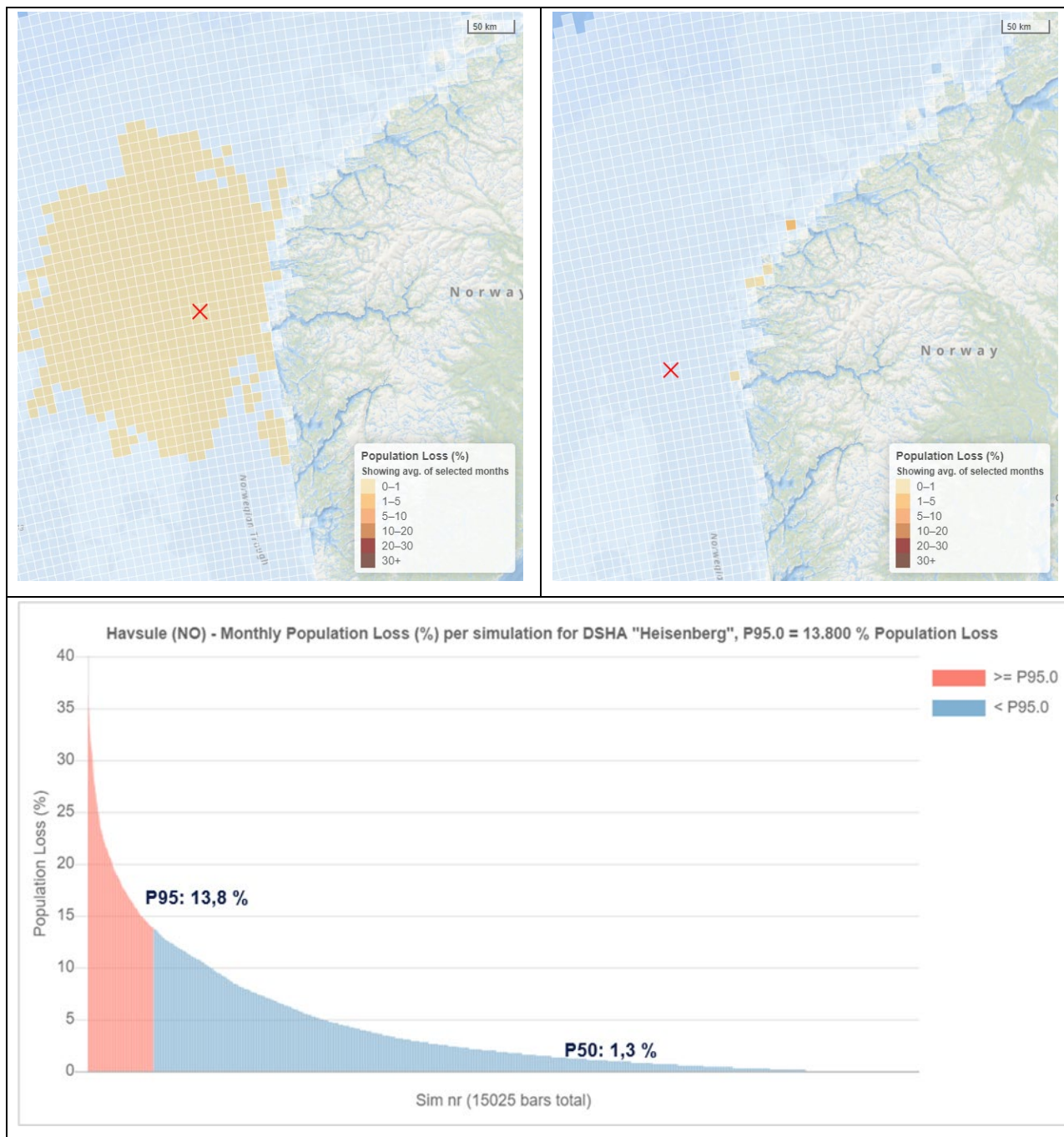
Månedlig gjennomsnittlig og maksimalt bestandstap for sjøfugl og sjøpattedyr er vist i Figur 6-3. Maksimale bestandstap (den simuleringen som viste størst tapsandel) er på 36 % (havsule i månedene mai - august), mens gjennomsnittlige beregnede bestandstap ligger under 5 % for alle arter i alle måneder. Av de kystnære artene er det svartand som slår høyest ut med maksimalt 27 % i januar og februar. Månedlig maksimalt bestandstap for havert er 9 % mens det for steinkobbe er <5 %.





Figur 6-3 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandtap for pelagisk sjøfugl (øverst) og kystnær sjøfugl og sjøpattedyr (nederst) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg.

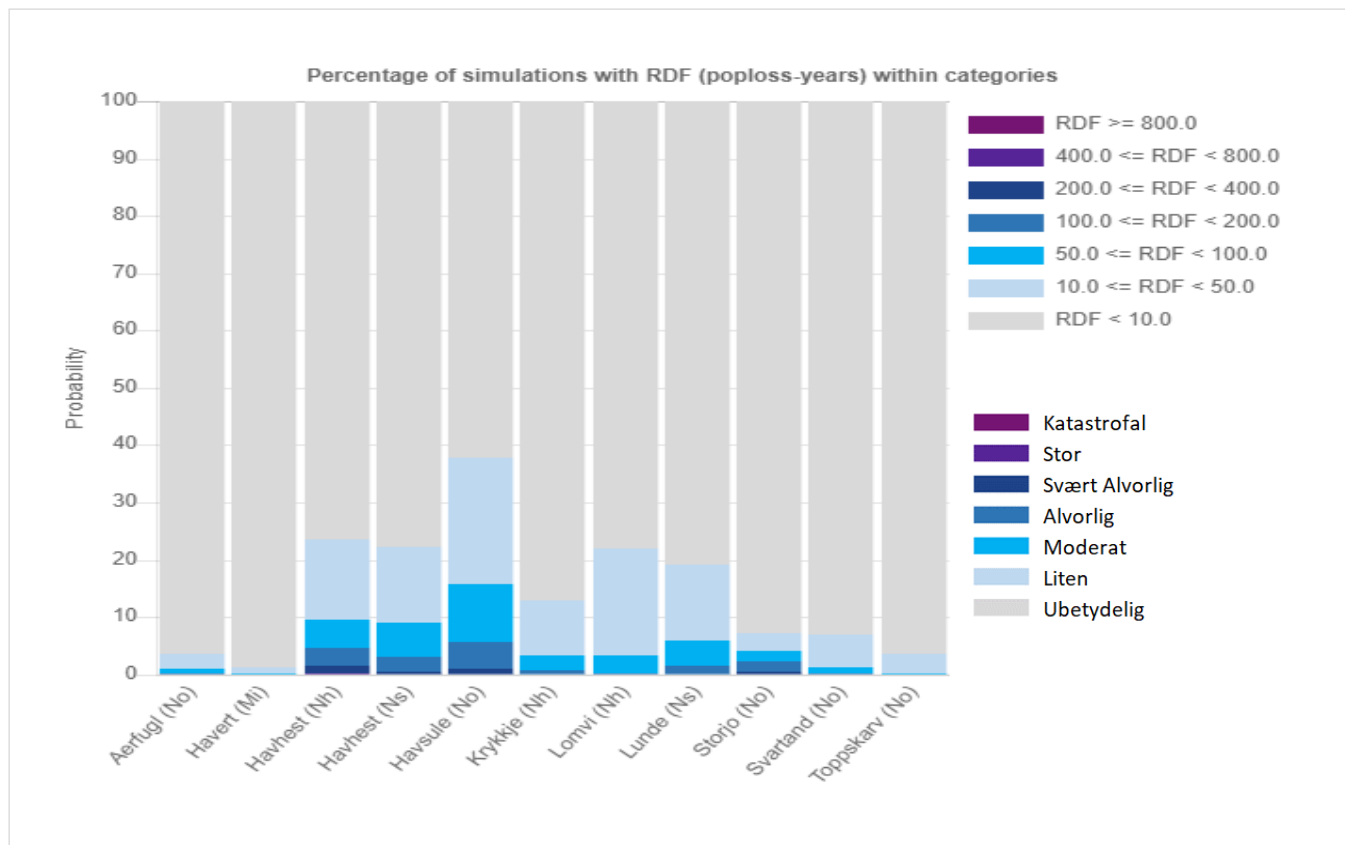
Figur 6-4 viser kart over hvor havsule kan bli påvirket ved utblåsning på Heisenberg, 95-persentil av høyeste påvirkning på 13,8 % bestandstap er vist sammen med forventet påvirkning (50-persentil) som er 1,3 % bestandstap.



Figur 6-4 Beregnet bestandstap for havsule som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. 95-persentil og 50-persentil største bestandstap er avmerket i graf nederst og vist med påvirkningskart øverst (95-persentil til venstre og forventet utfall 50-persentil til høyre).

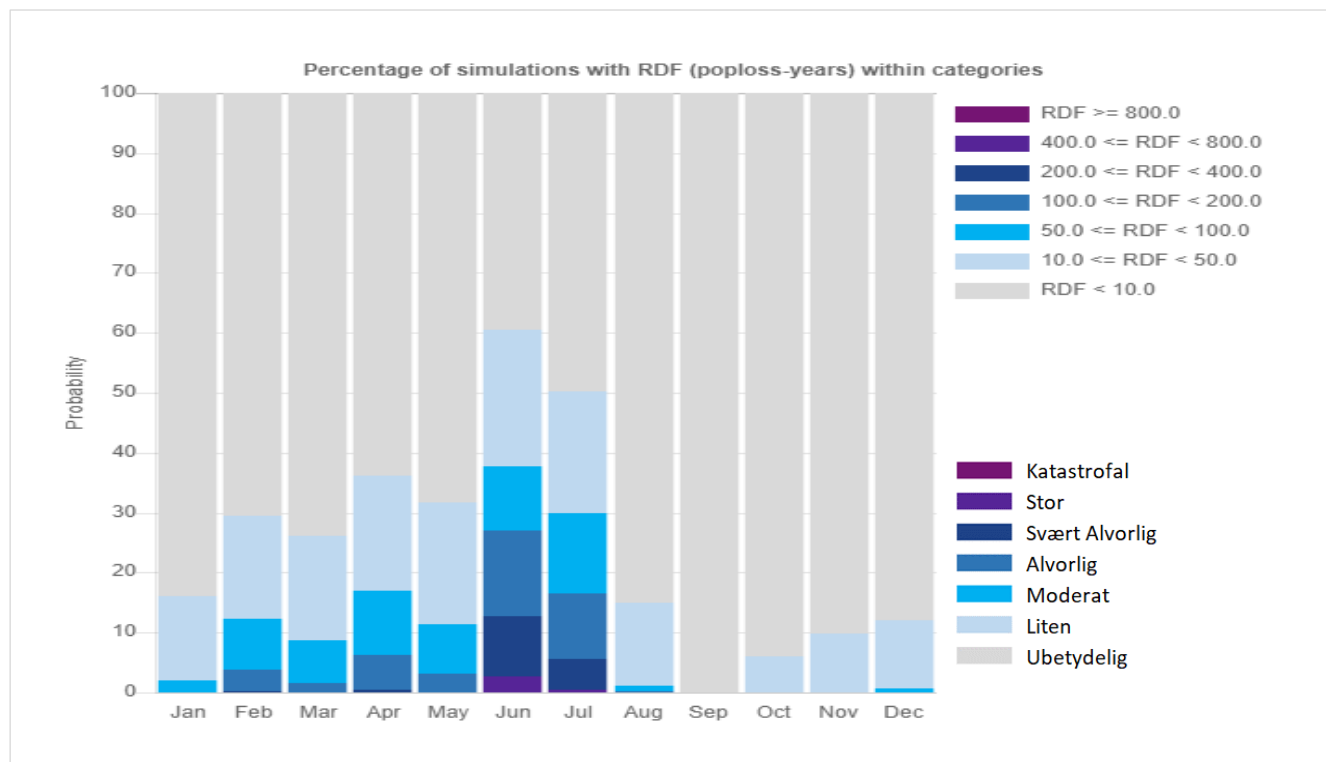
Beregnet miljøskade (basert på ressurskade faktoren RDF) er kategorisert i henhold til ERA Acute konsekvenskategorier Tabell 4-4. Sannsynlighet for ulike miljøskader er vist i Figur 6-5 og viser størst skadepotensiale for havhest (hekkebestand Norskehavet) med 0,2 % sannsynlighet for *stor* konsekvens, 1,2 % sannsynlighet for *svært alvorlig* konsekvens, 3,1 % sannsynlighet for *alvorlig* konsekvens, 4,9 % sannsynlighet for *moderat* og 14,0 % for *liten* konsekvens. Det innebærer at

de fleste simuleringene gir *ubetydelig* konsekvens (76,5 % sannsynlighet). Havsule er den arten med størst sannsynlighet for utslag over *ubetydelig* miljøskade med 22,2 % sannsynlighet for *liten*, 10,0 % sannsynlighet for *moderat*, 4,8 % sannsynlighet for *alvorlig* og 0,9 % sannsynlighet for *svært alvorlig* konsekvens. For andre sjøfuglarter og for havert er konsekvenspotensialet gitt en utblåsning fra Heisenberg lavere.

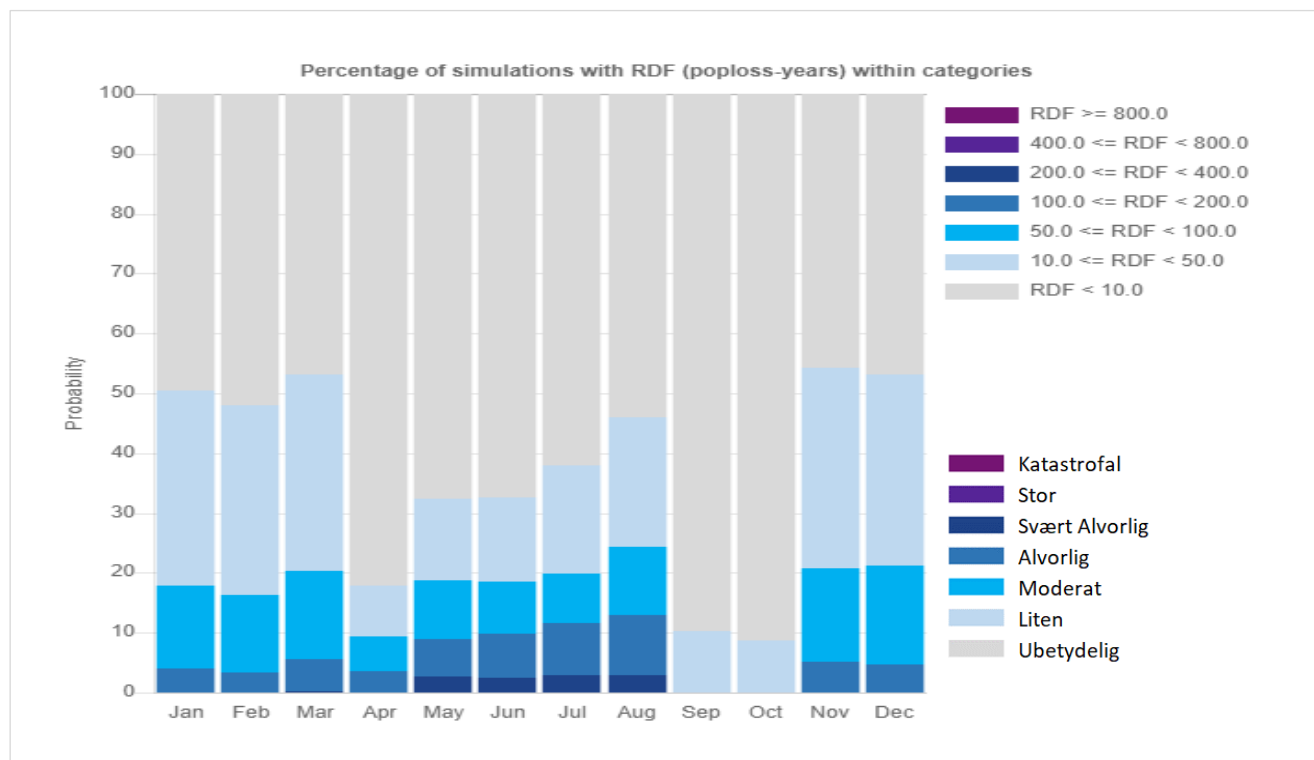


Figur 6-5 Sannsynlighet for ulike miljøskader for sjøfugl og sjøpattedyr (havert) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg.

Figur 6-6 og Figur 6-7 viser sannsynlighet for miljøskade for hver måned for de mest utsatte artene havhest (hekkefugl i Norskehavet) og havsule (No). Havhest er mest utsatt i juni og havsule i august måned. Førstnevnte med en sannsynlighet på 2,9 % for *stor* miljøskade, mens det for havsule er 3,0 % sannsynlighet for *svært alvorlig* miljøskade.



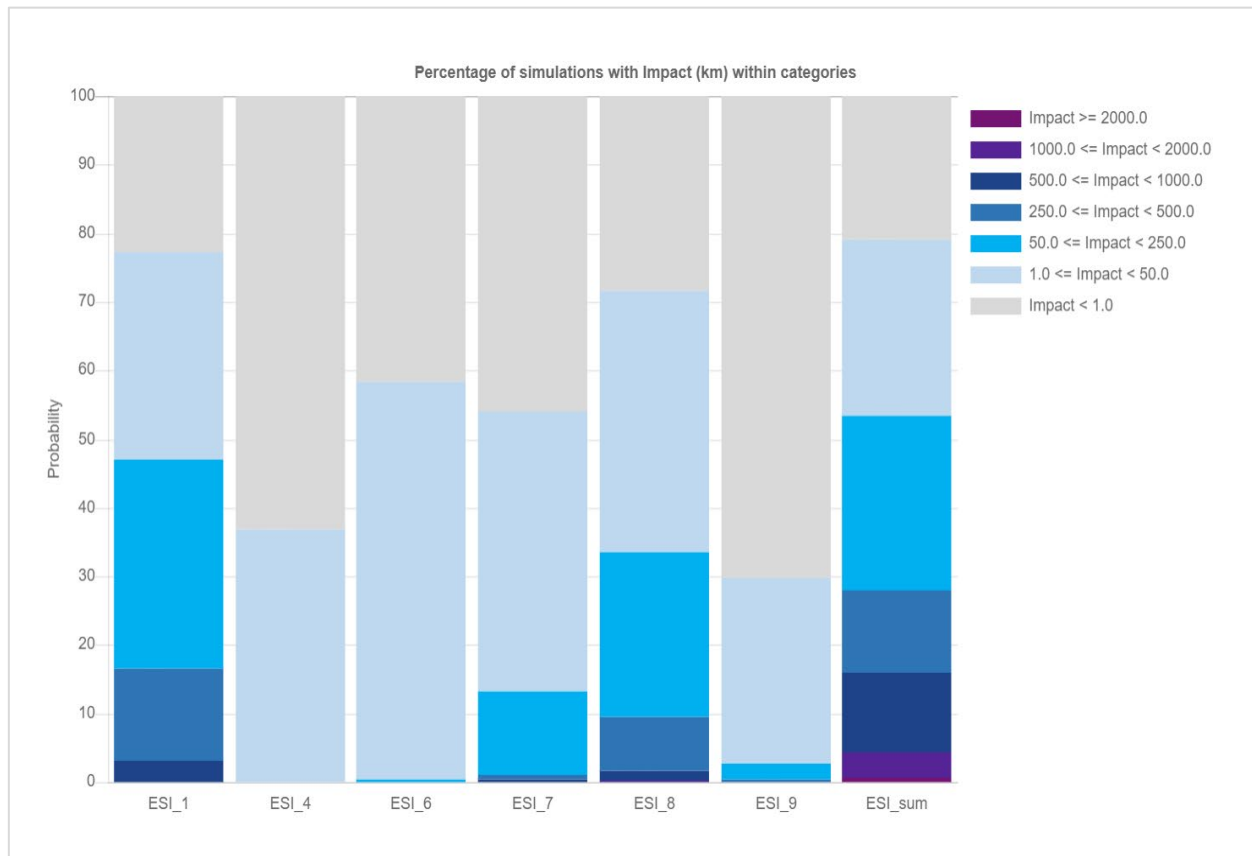
Figur 6-6 Månedlig sannsynlighet for ulike miljøskader for havhest (hekkefugl i Norskehavet) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg.



Figur 6-7 Månedlig sannsynlighet for ulike miljøskader for havsule som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg.

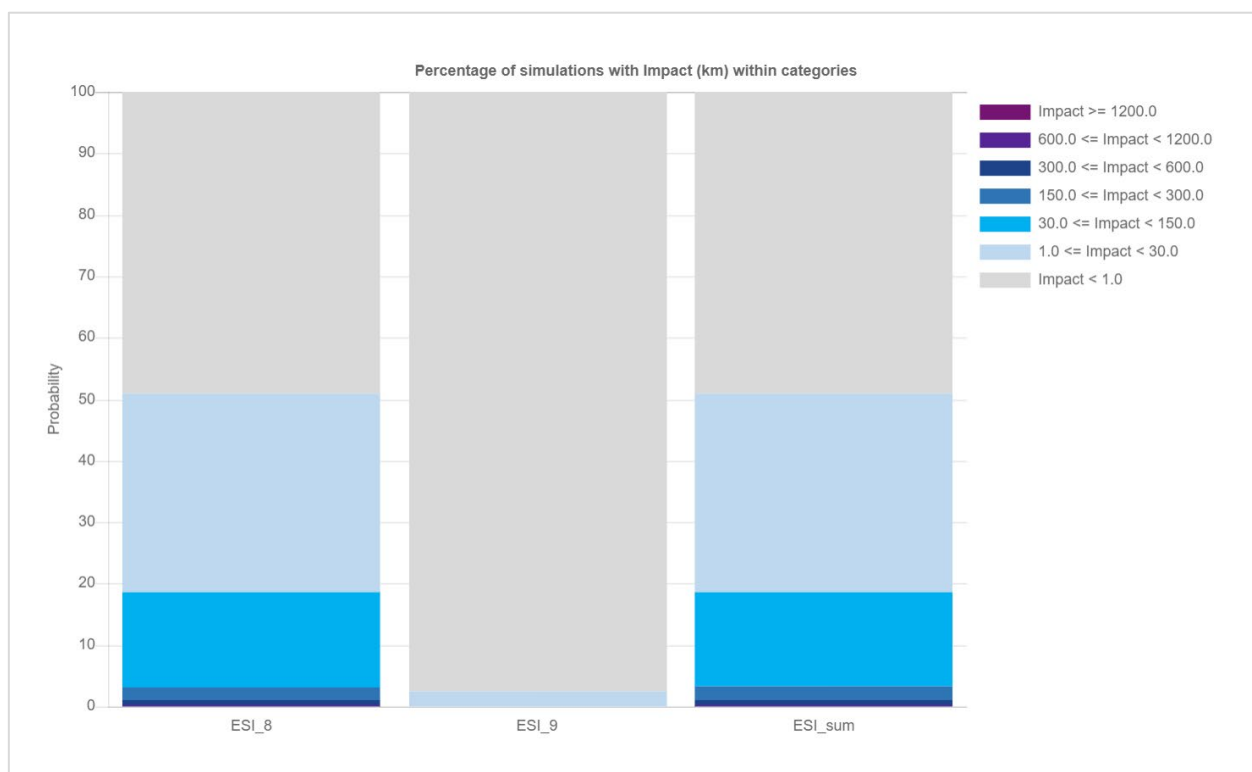
6.2 Konsekvenser for kyst og strand

Sannsynlighet for miljøpåvirkning på kyst og strand er beregnet både for strandfauna og strandflora for de aktuelle ESI strandtypene. Sannsynlighet for påvirkning på strandfauna er gitt i Figur 6-7 og viser en sannsynlighet på 0,7 % for å få en påvirkning på over 2000 km. Det er samtidig 72,1 % sannsynlig at påvirkning på strandfauna er under 250 km.



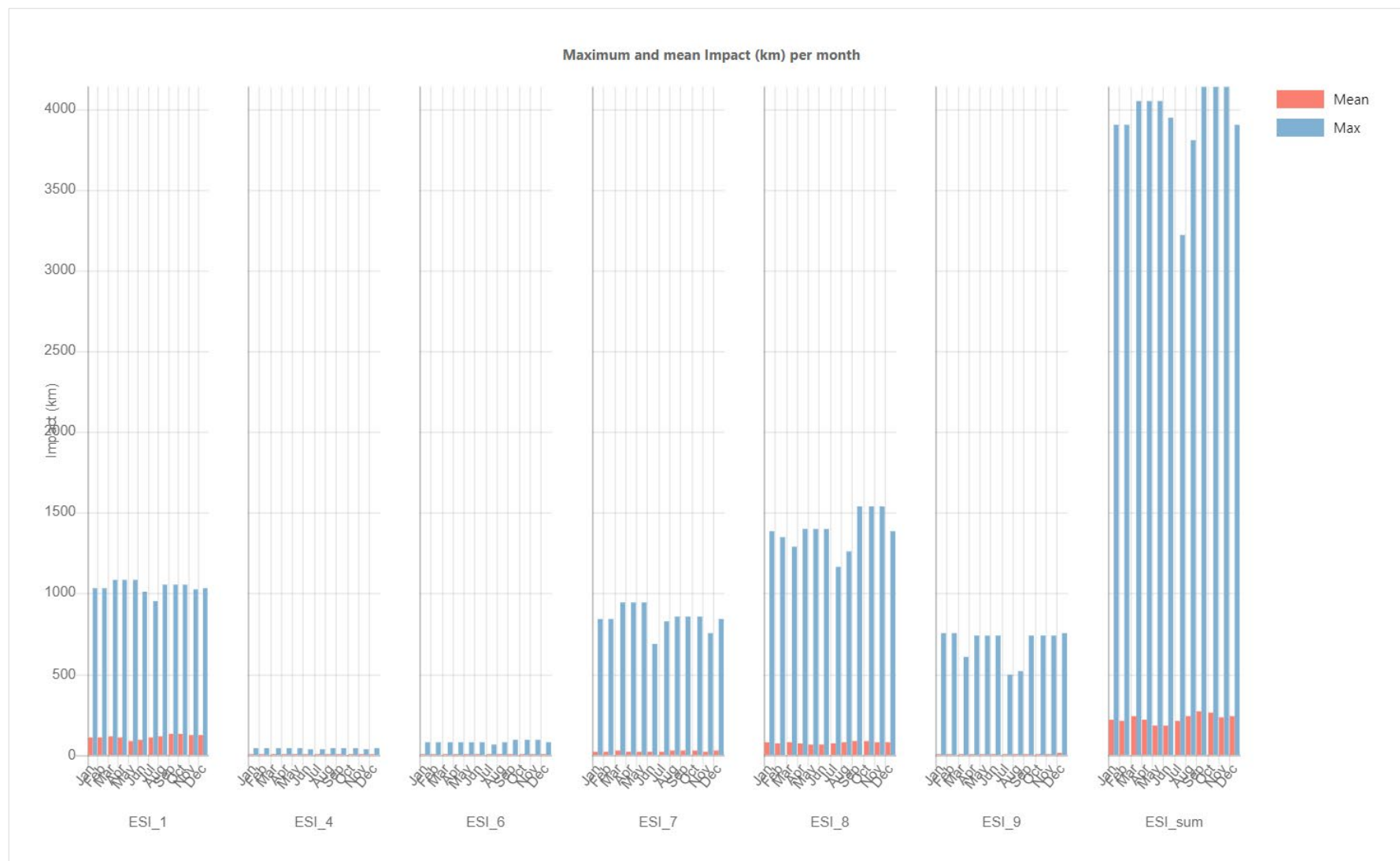
Figur 6-8 Sannsynlighet for påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. ESI 1 – eksponert strandberg, ESI 4 – sandstrand, ESI 6 - blokkstrand, ESI 7 – eksponert tørrfall, ESI 8 -. beskyttet strandberg og ESI 9 – beskyttet tørrfall.

Sannsynlighet for påvirkning på strandflora er gitt i Figur 6-8 og viser en samlet sannsynlighet på 1 % for å få en påvirkning på over 300 km. Det er samtidig i underkant av 97 % sannsynlighet for at mindre enn 50 km med strandflora berøres.



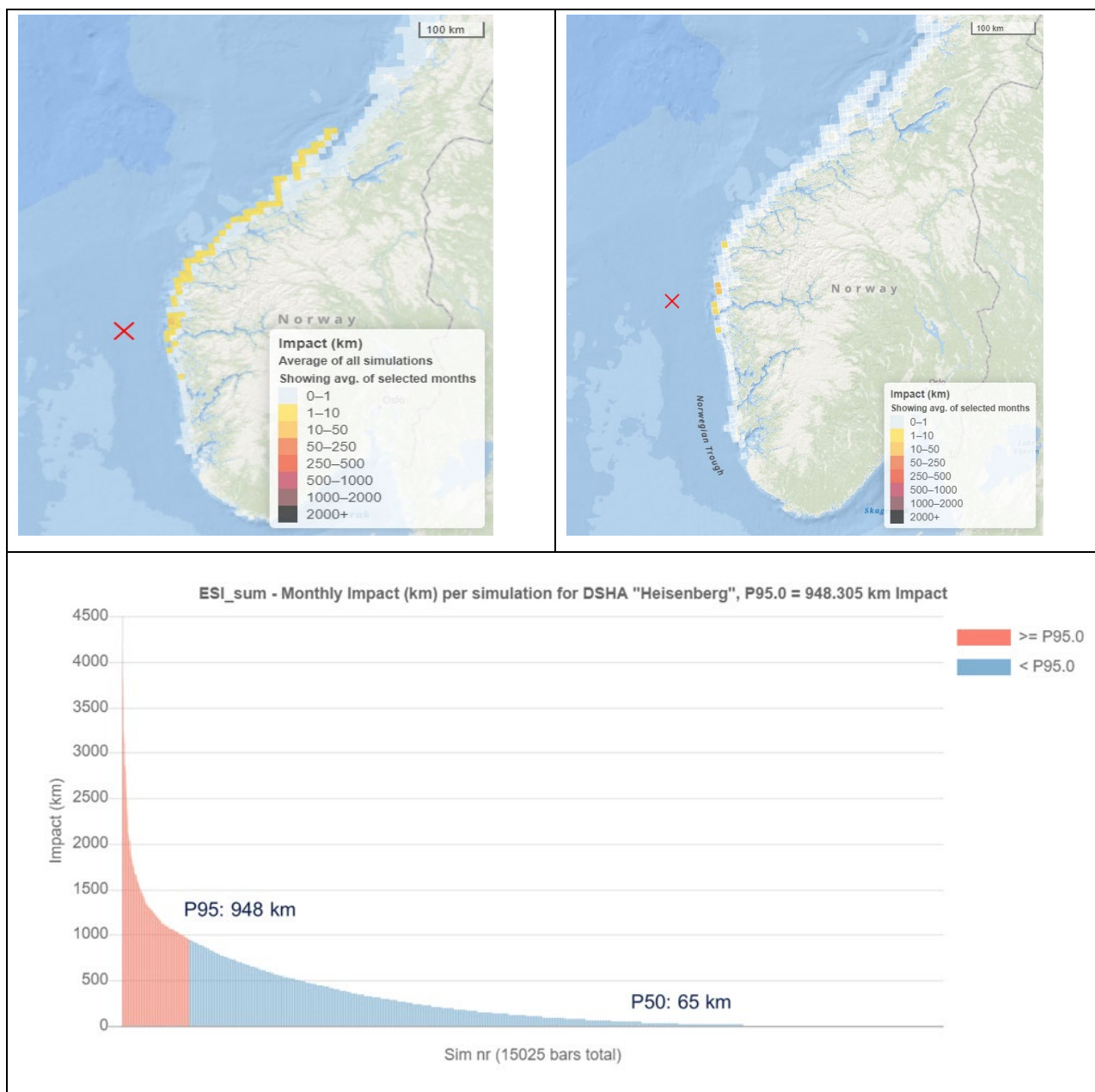
Figur 6-9 Sannsynlighet for påvirkning av strandflora (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. ESI 1 – eksponert strandberg, ESI 4 – sandstrand, ESI 6 - blokkstrand, ESI 7 – eksponert tørrfall, ESI 8 – beskyttet strandberg og ESI 9 – beskyttet tørrfall.

Gjennomsnittlig og maksimal månedlig påvirkning på strandfauna for ulike ESI strandtyper og samlet for alle ESI er vist i Figur 6-9 og viser en maksimal påvirkning på inntil 4140 km i september-november. En slik maksimal påvirkning vil stamme fra en simulering med høyere utblåsningsrate og lengre utblåsningsvarighet og under forhold som bringer mye olje til kysten. Gjennomsnittlig påvirkning er imidlertid begrenset med under 270 km påvirket strandfauna i alle årets måneder og med størst påvirkning på eksponert (ESI 1) og beskyttet strandberg (ESI 8) i ytre del av kystsonen.



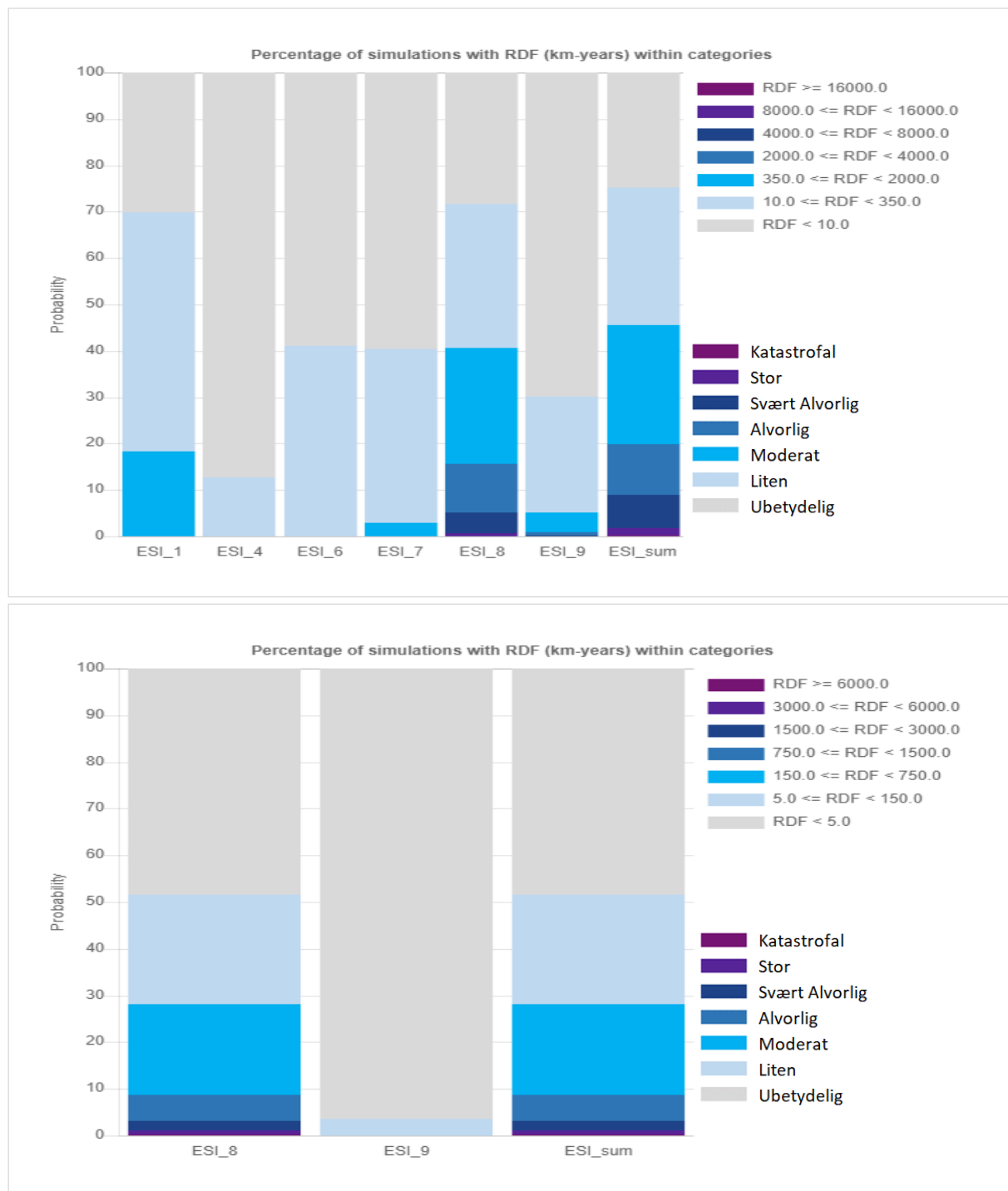
Figur 6-10 Gjennomsnittlige og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg.

Kart som viser 95-persentil største påvirkning (948 km) på strandfauna er vist i Figur 6-11. Beregnet påvirkning på mer enn 1 km kystlinje innenfor 10x10 km strandruter er primært fra Sognefjorden og nordover til Halten, Trøndelag. Ved Værlandet, like nord for Sognefjorden, er ruten med flest antall påvirket strandlinje, 10,1 km. For forventet påvirkning (50-persentil) er det begrenset antall strandruter som har over 1 km berørt strandlinje med totalt 65 km berørt kystlinje.



Figur 6-11 Påvirkning av strandfauna med angivelse av 95- og 50-persentil verste utfall (nederst) og kart over 95-persentil verste påvirkning (øverst venstre) og 50-persentil forventet påvirkning (øverst høyre).

Beregnet miljøskade for strandflora og -fauna (basert på ressurskedefaktoren RDF) er kategorisert i henhold til ERA Acute konsekvenskategorier (Tabell 4-4) og presentert i Figur 6-12. For både strandfauna og – flora er det sannsynlighet for miljøskade i alle konsekvenskategoriene med de største bidragene i kategoriene *Liten– Katastrofal* for fauna.

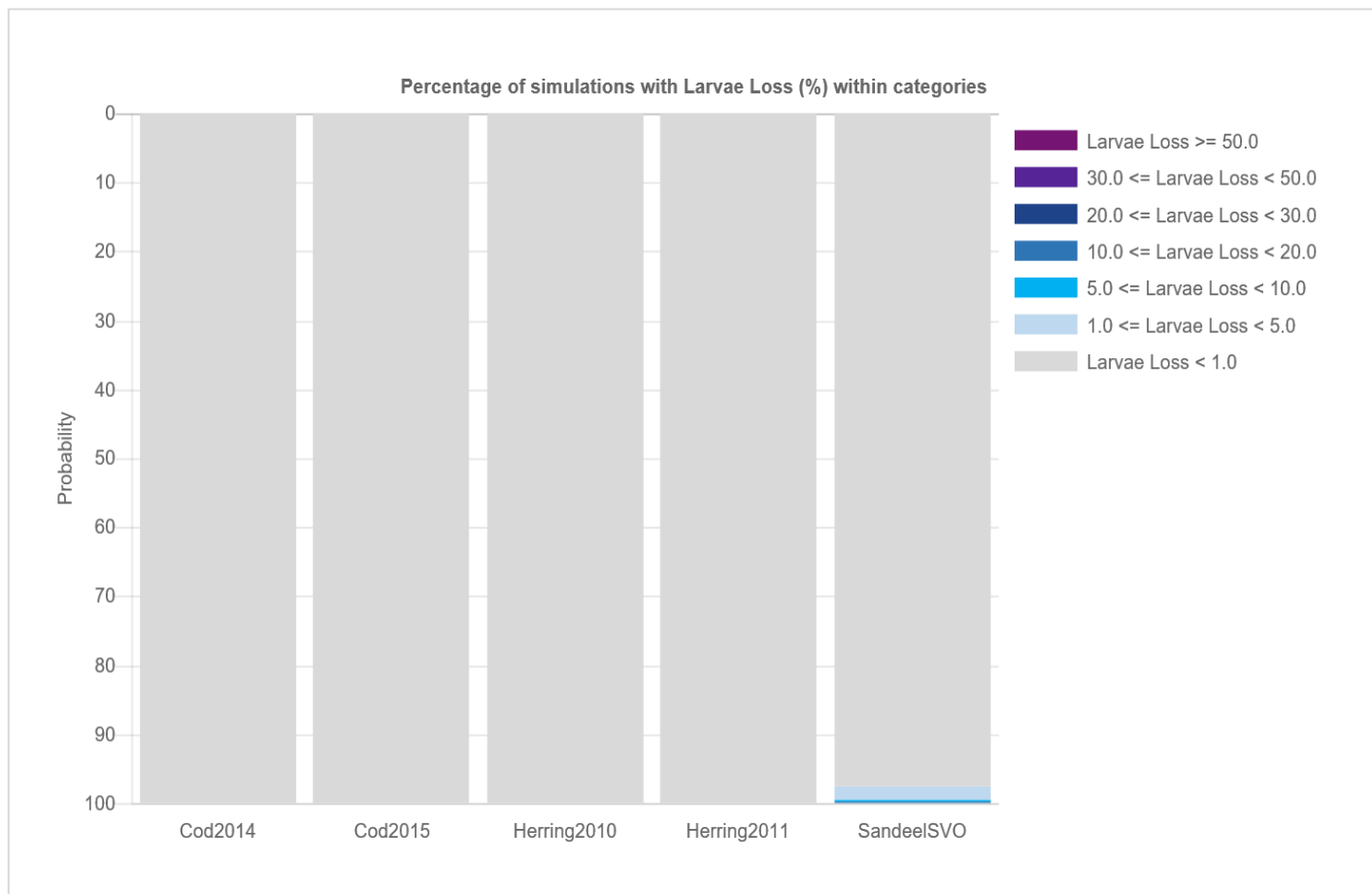


Figur 6-12 Sannsynlighet for ulike miljøskader på strandfauna (øverst) og flora (nederst) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Skade er vist for ulike ESI klasser og samlet for alle strandtyper.

6.3 Konsekvenser for fisk

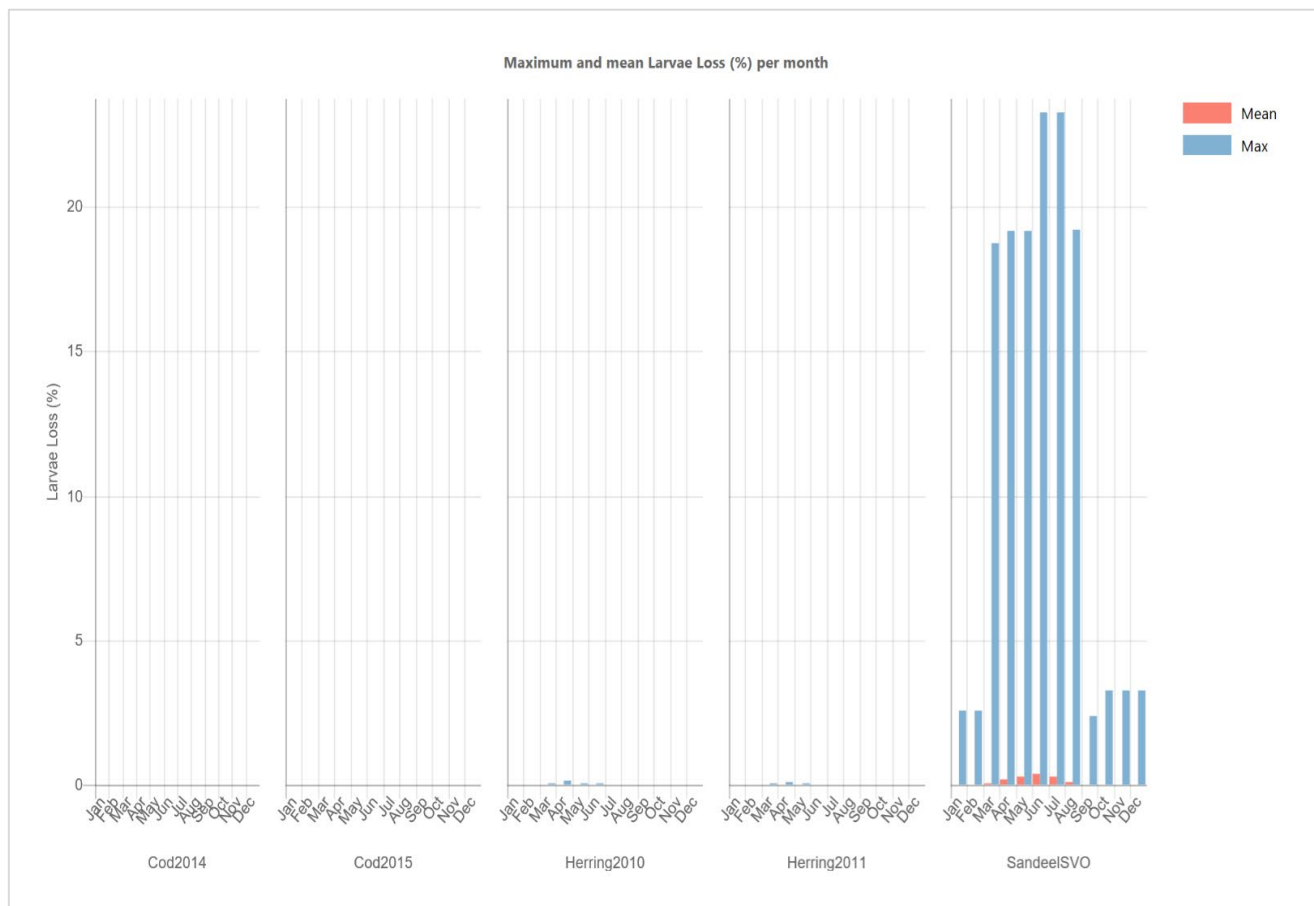
Konsekvenser for fisk er beregnet med THC tilnærming, hvor man ser på maksimal tidsmidlet hydrokarbonkonsentrasjon i vannsøylen og ser på om disse konsentrasjonene er over effektgrensen for dødelige effekter på fiskelarver på 58 ppb (NOROG, 2020). Konsentrasjonene overlappes fiskelarveutbredelsene, og larvetap oppsummeres pr. simulering.

Sannsynligheten for larvetap er for torsk og sild 100 % sannsynlighet for mindre enn 1 % mens det for bestandstap av tobislarver på Vikingbanken er beregnet til 0,4 % i kategorien 10-20 % av bestanden, 0,4 % i kategorien 5-10 %, 2,9 % i kategorien 1-5 % mens det er 96,3 % sannsynlighet for larvetap under 1 % (Figur 6-13).



Figur 6-13 Sannsynlighet for bestandstap (larvestadiet) for ulike fiskearter og årskull som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg.

Maksimalt månedlig larvetap for torsk og sild er svært begrenset (<0,2 %) (Figur 6-13). For tobis er tapsandelen beregnet utelukkende på bestanden nordøst i Nordsjøen, Vikingbanken, som er det nærmeste tobishabitatet til Heisenberg. Maksimalt larvetap fra en enkeltsimulering på tobis er beregnet for perioden juni-juli med 23,3 % og med gjennomsnittlig larvetap på 0,6 % i juni.

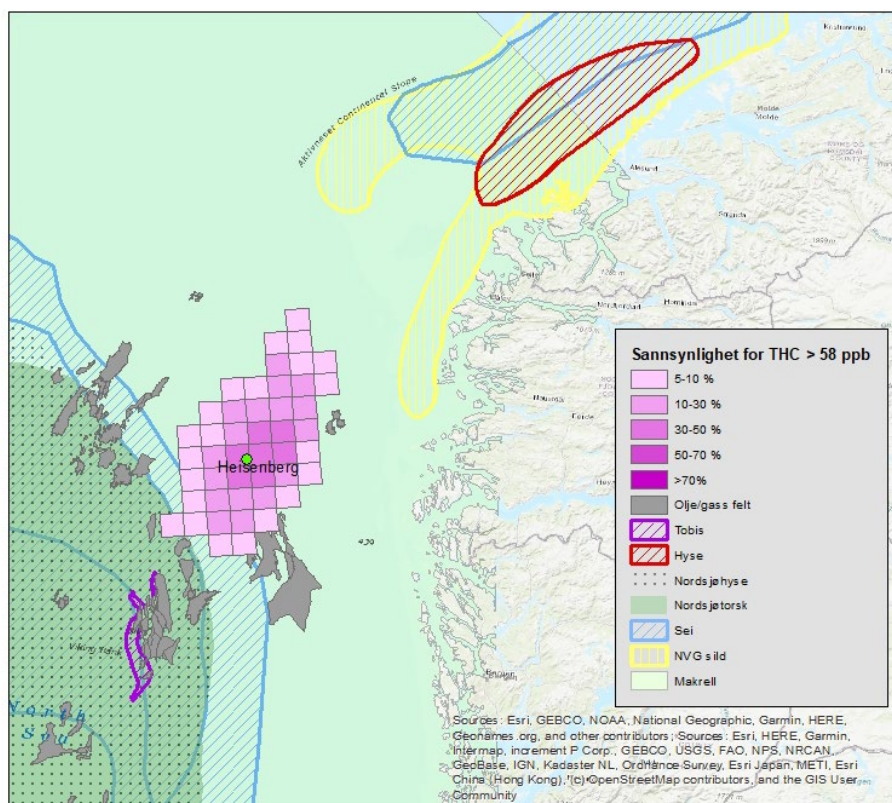


Figur 6-14 Gjennomsnittlige (rød søyle) og maksimale (blå søyle) månedlige larvetap (%) for torsk, sild og tobis (SVO indikerer gyteområdet på Vikingbanken) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg.

RDF-verdien for alle modellerte årsklasser er under 10, noe som gir utslag kun for *ubetydelig* miljøskade.

Det er også gjennomført overlappsanalyse med influensområdet i vannsøylen (sannsynlighet for THC konsentrasjoner > 58 ppb) og gyteområde for artene tobis, nordsjøtorsk, sei, hyse og nordsjøhyse, norsk vårgytende (NVG) sild og nordsjømakrell. Overlappsanalysen er vist i Figur 6-15 for en vektet utblåsning fra Heisenberg.

Det er overlapp for influensområde i vannsøylen og en svært liten del av det definerte gyteområdet for makrell. Det definerte gyteområdet for nordøstatlantisk makrell er svært stort, og strekker seg fra Nordsjøen til Portugal, og det er ikke forventet at en utblåsning fra Heisenberg vil ha noen effekt på bestanden av makrell. Det er også en liten overlapp med gyteområdet til sei, men med liten sannsynlighet og i en svært begrenset del av gyteområdet som spanner over store sentrale deler av Nordsjøen. Det er derfor heller ikke forventet noen bestandseffekt på sei som følge av evt. utblåsning fra Heisenberg.



Figur 6-15 Gyteområder for ulike fiskearter som gyter i Nordsjøen (www.imr.no) vist sammen med influensområde i vannsøylen gitt en utblåsning fra letebrønn Heisenberg. Utblåsningslokasjon er vist med grønn sirkel.

6.4 Månedlig miljøskade gitt en utblåsning fra Heisenberg

For sjøfugl er det begrenset sannsynlighet for *stor* miljøskade i juli og for *svært alvorlig* miljøskade i mai og perioden juli-august. For de øvrige månedene varierer miljøskaden fra *liten* (september) til *alvorlig* (november-april). Kun høyeste skadekategori over 1 % sannsynlighet er tatt med. Foruten hekkebestanden av havhest i Norskehavet er dimensjonerende sjøfuglarter gjennom året havsule, lunde (Ns) og lomvi (Tabell 6-1).

Tabell 6-1 Sannsynlighet for største miljøskade per måned for dimensjonerende sjøfuglbestand gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Heisenberg gitt nedre grenseverdi på 1 % sannsynlighet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig												
Liten									10,3 %			
Moderat										3,8 %		
Alvorlig	4,1 %	3,6 %	5,4 %	5,8 %							5,2 %	4,6 %
Svært alvorlig					2,7 %		5,2 %	3,0 %				
Stor						2,6 %						
Katastrofal												
Dimensjonerende sjøfuglbestand	havsule (No)	havhest (Nh)	havsule (No)	lunde (Ns)	havsule (No)	havhest (Nh)	havhest (Nh)	havsule (No)	havsule (No)	lomvi (Nh)	havsule (No)	havsule (No)

For strandfauna er det begrenset sannsynlighet for *stor* miljøskade i perioden august-april gitt nedre grenseverdi på 1 % sannsynlighet (Tabell 6-2). I de øvrige månedene, mai-juli, viser resultatene *svært alvorlig* miljøskade.

Tabell 6-2 Sannsynlighet for største miljøskade per måned for strandfauna gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Heisenberg gitt nedre grenseverdi på 1 % sannsynlighet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig												
Liten												
Moderat												
Alvorlig												
Svært Alvorlig					6,6 %	6,8 %	8,7 %					
Stor	1,9 %	2,0 %	2,1 %	1,7 %				1,0 %	1,1 %	1,0 %	1,2 %	1,8 %
Katastrofal												

6.5 Miljørisiko

I dette kapittelet presenteres miljørisikoen for de ulike VØK-gruppene enkeltvis og samlet i Equinor sin risikomatrise. All miljørisiko vises uten effekt av avbøtende tiltak som for eksempel oljevernberedskap.

Med forutsetningene om at leteboring er en tidsbegrenset aktivitet og at Heisenberg planlegges boret i 4.kvartal 2022, er miljørisikoen beregnet og presentert for høstsesongen (september – november). Til grunn for beregningene er gjennomsnittlige RDF-verdier for definert tidsrom benyttet for dimensjonerende VØKer (havsule, strandfauna og tobis).

For sjøfugl (havsule) er det 1,7 % sannsynlighet for *alvorlig* miljøskade gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Heisenberg. Det er 93,1 % sannsynlighet for *liten/ubetydelig* miljøskade. Risikoen for sjøfugl i planlagt boretidssrom er i grønt område i Equinors risikomatrise (Figur 6-16).

Høstsesong	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Havsule	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)			75,6 %					
Liten (3)			17,5 %					
Moderat (4)			5,2 %					
Alvorlig (5)			1,7 %					
Svært Alvorlig (6)								
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur 6-16 Miljørisiko (høst) for sjøfugl/sjøpattedyr som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0120 % pr operasjon (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatrisen.

For kysthabitat (strandfauna) er det 0,2 % sannsynlighet for *katastrofal* miljøskade og 1,1 % for *stor* miljøskade gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Heisenberg. Det er 47,7 % sannsynlighet for *liten/ubetydelig* miljøskade. Risikoen for strandfauna i planlagt boretidsrom er i gult område i Equinors risikomatrise (Figur 6-17).

For strandflora er det også sannsynlighet for alle konsekvenskategoriene i ERA Acute, men med 10^{-7} frekvens for de to øverste kategoriene *stor* og *katastrofal*. Dette innebærer at fauna er dimensjonerende for kysthabitat.

Høstsesong	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Strandfauna	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)		13,5 %						
Liten (3)		34,2 %						
Moderat (4)		29,4 %						
Alvorlig (5)		13,4 %						
Svært Alvorlig (6)		8,1 %						
Stor (7)		1,1 %						
Katastrofal (8)		0,2 %						
Ekstrem (9)								

Figur 6-17 Miljørisiko (høst) for strandfauna som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0120 % pr operasjon (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatrisen. Bidrag med frekvenser lavere enn 10^{-6} er ikke markert med symbol.

Miljørisiko for fisk (tobis) er presentert i Figur 6-18 og viser 100 % sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade.

Høstsesong	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Tobis - Vikingbanken	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)		100,0 %						
Liten (3)								
Moderat (4)								
Alvorlig (5)								
Svært Alvorlig (6)								
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur 6-18 Miljørisiko (høst) for fisk (tobis-Vikingbanken) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0120 % pr operasjon (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatrisen.

Høyeste konsekvensnivå over 10^{-6} pr. år i høstsesongen viser *stor* miljøskade for kysthabitat, *alvorlig* for sjøfugl/ marine pattedyr og *ubetydelig* for fisk. Risikoen ligger i henholdsvis gult og grønt område i Equinor sin risikomatrise med strandfauna som dimensjonerende. Gult område angir at risikoen skal vurderes og risikoreduserende tiltak skal iverksettes mens grønt område indikerer at risikoen er innenfor toleransegrensen og at avbøtende tiltak ikke er nødvendig.

	SANNSYNLIGHET / returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Oftere en en gang hvert 1,5 år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		<10-5	10-5 -10-4	10-4 -10-3	10-3 -10-2	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
IMPACT	1/ Ubetydelig								
	2/ Ubetydelig			F					
	3/ Liten								
	4/ Moderat								
	5/ Alvorlig	S							
	6/ Svært Alvorlig								
	7/ Stor	K							
	8/ Katastrofal								
	9/ Ekstrem								

Figur 6-19 Miljørisiko (høst) for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Kun frekvenser over 10^{-6} nivå er inkludert.

For miljørisiko for de øvrige sesongene henvises til Vedlegg B.

7 BEREDSKAPSANALYSE

Formålet med beredskapsanalysen er å kartlegge og analysere behovet for beredskap ved akutt forurensning. Dette skal gi grunnlag for valg og dimensjonering av oljevernberedskap i forbindelse med akutte utslipp. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av risiko og beredskap ved miljøforurensning som følge av akutte utslipp som grunnlag for beredskapsetablering.

Beredskap som et konsekvensreduserende tiltak er et viktig bidrag til risikoreduksjon. Effektiv oljevernberedskap vil redusere oljemengdene på sjø, og kan dermed hindre eller redusere skadevirkningene av et mulig oljeutslipp. Equinor er ansvarlig for etablering av beredskap mot akutt forurensning, og vil også være ansvarlig for en eventuell oljevernaksjon. NOFO står for den operative delen av beredskapen både til havs, nær kysten og ved eventuelle strandrenseaksjoner og disponerer ressurser for dette.

Beredskapsanalysen er gjort i henhold til veiledningen «Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser» (NOROG, 2021). Beredskapsbehovet er beregnet med bruk av BarKal (versjon 15) som er en Excel basert modell for beregning av beredskapsbehov i de ulike barrierene, basert på forutsetninger for barrierer, systemer og ytelser angitt i NOFOs planverk (NOFO, 2021; <https://www.nofo.no/planverk>).

Beregningene er gjort for vinter- og sommersesong. Vintersesongen er definert fra september til februar, og sommersesongen fra mars til august.

For leteboringer er evt. oljetype og oljeegenskaper ukjent, herunder egnethet for kjemisk dispergering. Ved et utslipp skal alltid dispergerbarhet til olje/ oljeemulsjon testes in situ for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak. Valg av strategi vil være avhengig av operative forhold og resultatet av en netto miljøgevinstanalyse (NEBA) som legger til grunn de spesifikke forholdene på utslippsstedet.

7.1 Barrierebeskrivelse

For å kunne beregne behovet på en måte som best beskriver de operative forholdene, benytter beredskapsanalysen begrepet barrierer (<https://www.nofo.no/planverk/forutsetninger/barrierer/>). Barrierebegrepet samsvarer med de ulike sonene (se Figur 7-1) der oljen skal bekjempes, og er i henhold til internasjonale standarder (f.eks. IPIECA):

- Barriere 1 er nær kilden
- Barriere 2 er mellom kilden og kysten
- Barriere 3 er kystnære områder
- Barriere 4 er remobiliserbar strandet olje
- Barriere 5 er strandet olje

Ingen tiltak eller barrierer er alene 100 % effektive, men kan under best mulige forhold samlet oppnå en høy ytelse. Beregningen tar hensyn til ytelsen av systemene og dermed også barrierene. I hver barriere (unntatt den første) tas det hensyn til effekten av tiltak i foregående barriere.



Figur 7-1 Barrierer i beredskapsanalysen (Kilde: NOFOs planverk).

7.1.1 Ytelseskrav til barrierene

Equinor legger til grunn felles minimum ytelseskrav i henhold til veiledningen for miljørettede beredskapsanalyser (NOROG, 2021). Disse er:

- **Barriere 1 og 2** skal hver for seg ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere den emulsjonsmengden som er tilgjengelig som følge av dimensjonerende rate (jf. kapittel 4.2), med minimum responstid for fullt utbyggt barriere lik 95-persentil av korteste drivtid til land, eller til spesielt miljøfølsomme områder identifisert i miljørisikoenalysen.
- **Barriere 3** skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere 95-persentil emulsjonsmengden (fra oljedriftsstatistikken) inn til barrieren etter at effekt av forutgående barriere er lagt til grunn. Døgncapasitet er mengden fordelt på beregnet strandingsperiode. Det skal foreligge planer som beskriver egnede taktikker og bekjempelsesmetoder i identifiserte områder (gjelder også for barriere 4 og 5). Responstiden skal være mindre enn 95 persentilen av minste drivtid til land.
- **Barriere 4** skal ha tilstrekkelig kapasitet til å bekjempe innkommende emulsjonsmengde gitt effekten av foregående barrierer. Responstiden skal være kortere enn 95-persentil av korteste drivtid til land.
- **Barriere 5** skal ha kapasitet til å håndtere den oljemengde som beregnes strandet i influensområdet. Responstiden skal være kortere enn 95-persentil av korteste drivtid til land. I de tilfeller hvor influensområdet strekker seg over store deler av kysten eller det av andre årsaker er hensiktsmessig å beregne responstid til spesifikke områder, vil det være mulig å differensiere responstiden i henhold til definerte områder.

7.2 Analysegrunnlag

7.2.1 Dimensjonerende utslippsscenario

I henhold til veiledningen for miljørettede beredskapsanalyser (Norsk olje og gass, 2013) er vektet utblåsningsrate og vektet varighet dimensjonerende når beredskapsbehovet for leteboringer beregnes. For letebrønn 35/10-9 Heisenberg er vektet utblåsningsrate på 6414 Sm³/d, samlet for overflate- og sjøbunnsutblåsning, lagt til grunn for beregning av beredskapsbehovet i åpent hav barrierene (1 og 2) mens det for de kystnære barrierene (3 og 4) er benyttet vektet strandingsstatistikk for ratene 6431 m³/d (overflateutblåsning) og 6408 m³/d (sjøbunnsutblåsning). Vektet varighet er 13 døgn. Korteste modellerte drivtid til land (95-persentil) legges til grunn for dimensjonering av responstid (se kapittel 7.4 – Strandingsstatistikk).

7.2.2 Oljens egenskaper

7.2.2.1 Fram olje

Oljedriftssimuleringene for utblåsning er gjennomført med Fram olje som referanseolje og samme oljetype er benyttet for dimensjonering av beredskap. Forvittringsstudien med Fram olje er gjennomført av SINTEF (2013).

Forvittringsegenskaper for Fram olje ved vinterforhold og sommerforhold er benyttet for dimensjonering av beredskap for vinter- og sommerhalvåret. Forvittringsegenskaper for Fram oljen etter 2 og 12 timer ved ulike vindforhold og temperaturer er angitt i Tabell 7-1. En kort oppsummering av oljens øvrige egenskaper og parametere er gitt i kapittel 3.1.

Tabell 7-1 Fram olje, forvittringsegenskaper ved 2 og 12 timer for definerte vinter- og sommerforhold.

Timer	Parameter	Fram olje	
		Vinter, 5 °C,	Sommer, 15 °C,
		10 m/s	5 m/s
2	Fordampning (%)	16	14
	Nedblanding (%)	4	0
	Vanninnhold (%)	49	35
	Viskositet av emulsjon (cP)	1610	583
	Gjenværende olje på overflate (%)	79	84
12	Fordampning (%)	22	21
	Nedblanding (%)	18	1
	Vanninnhold (%)	67	72
	Viskositet av emulsjon (cP)	4610	2020
	Gjenværende olje på overflate (%)	59	76

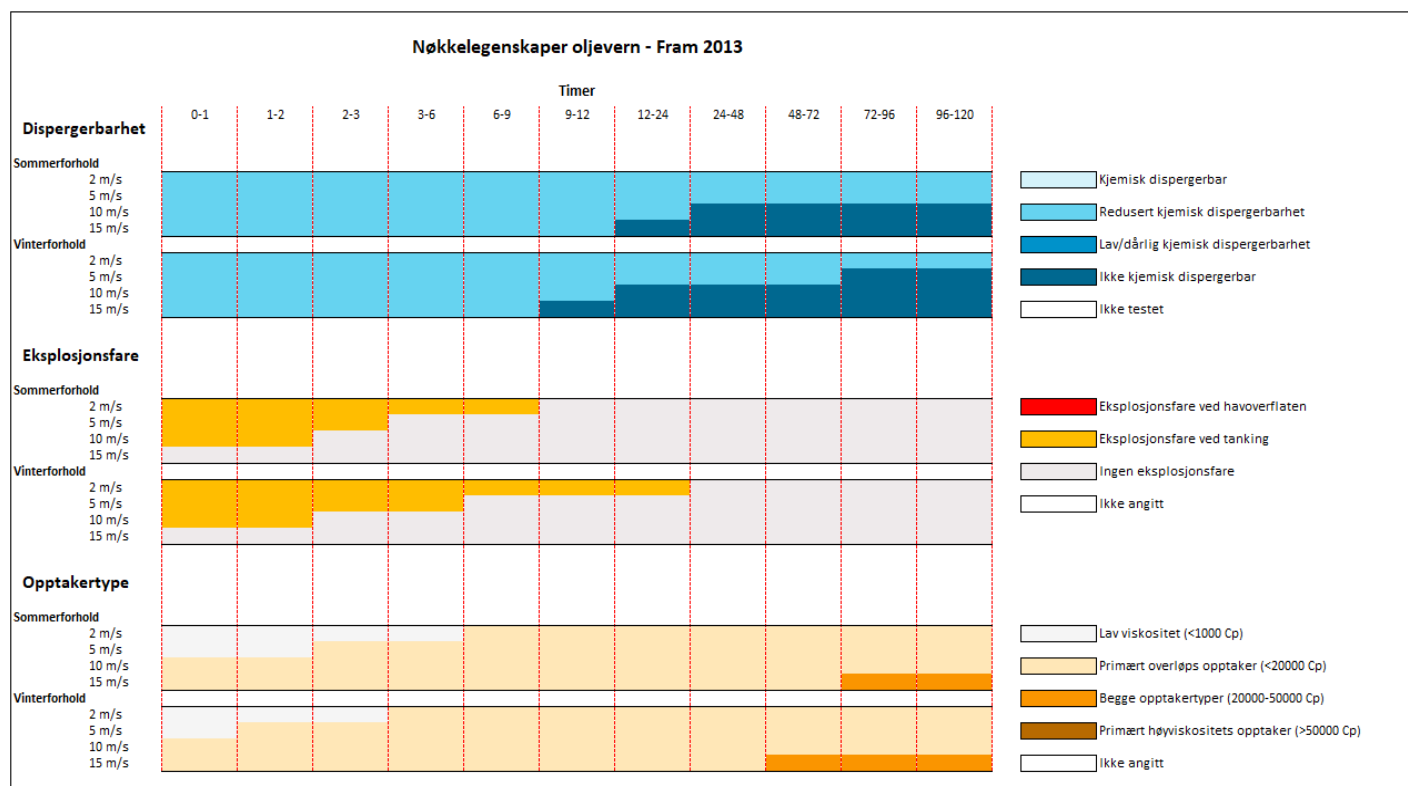
7.2.2.2 Oljens egenskaper i forhold til mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering

Oljens egenskaper og forvitring over tid kan påvirke potensialet for mekanisk bekjempelse, kjemisk dispergering, samt eksplosjonsfare.

Som vist i Figur 7-2 er Fram oljen egnet for mekanisk bekjempelse med bruk av overløpsopptaker. Basert på forvittringsstudie med maksimal viskositet vinterstid på 26300 cP og 20100 cP sommerperioden etter 5 døgn på sjøoverflaten og sterk vind (15 m/s) bør HiVisc skimmer vurderes benyttet som en del av oppsamlingsstrategien. Under roligere vindforhold (5 m/s) i sommerhalvåret er viskositeten 6880 cP etter 5 døgn.

Fram oljen har et begrenset potensiale for kjemisk dispergering inntil en viskositet på 9000 cP, utover dette anses den ikke å være kjemisk dispergerbar. Dette innebærer lengst dispergerbarhet om sommeren gitt rolige vindforhold. I

forvitningsstudien (SINTEF, 2013) nevnes tilføring av ekstra energi (eks. skyvekraft og påføring av vann) og økt dose og/eller påføringsfrekvens som strategier som mulig kan øke effektiviteten.



Figur 7-2 Nøkkelegenskaper oljevern – Fram olje (https://www.nofo.no/globalassets/planverk/3.-datasett/oljetyper-og-egenskaper/nokkeldata_oljer/fram-2013_key.png).

Mekanisk dispergering ved vannspyling med brannslange og/eller fartøyspropeller er mulige bekjempelsesmetoder ved utslipp av kondensat eller lettolje som danner tynne olje filmer under lave vindstyrker (<5m/s). En tynn oljefilm er definert som å ha en initiell tykkelse fra 5 µm til 300 µm. Slike tykkelser refererer til Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC) som code 3 «Metallic» og 4 «Discontinuous true oil color» (Bonn Agreement, 2016).

Det har blitt utviklet en klassifisering av lettolje og kondensater som danner tynne oljefilmer basert på deres fysisk-kjemiske egenskaper, inkludert forslag til mulige bekjempelsesmetoder ved uhellsutslipp av disse (SINTEF, 2017). En vurdering av Fram oljens egenskaper plasserer den i kategori 4, «emulsifying parafinic oils» (Equinor, 2020a).

Oljen er forventet å danne tynn oljefilm på overflaten de første timene etter et utslipp, men viskositeten er likevel for høy for mekanisk dispergering. Denne bekjempelses metoden anses derfor som mindre aktuelt for Fram oljen gitt en utblåsning (Equinor, 2020a; Szymanski, 2020). Ved mindre utslipp kan det potensielt dannes tynne oljefilmer, noe som kan gjøre det mulig å benytte mekanisk dispergering.

7.2.3 Oljevernressurser, utstyrs plassering og forutsetninger

På vegne av operatørene har NOFO etablert en beredskap mot akutt oljeforurensning dimensjonert for felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel. Nivået er basert på feltvise analyser av beredskapsbehov. Beredskapsbehovet dekkes av oljevernmateriell permanent utplassert på fartøy i stående beredskap i sentrale produksjonsområder, samt mobiliserbare systemer på NOFOs landbaserte baser og depoter langs norskekysten. For operasjoner i etablerte områder vil system fra

fartøyene i stående beredskap normalt ha den korteste responstiden. Figur 7-3 viser plasseringen av NOFO-ressurser per juli 2022 (NOFO planverk).

NOFO har følgende systemtyper i beredskapen:

- NOFO J
- NOFO Åpen U
- NOFO MOS sweeper
- NOFO dispergering
- NOFO Kyst Høy Hastighet
- NOFO Kyst Standard Hastighet
- NOFO Kyst Åpen U

I analysen er det lagt til grunn systemenes egenskaper, plassering og øvrige forutsetninger slik det er beskrevet av NOFO.



Figur 7-3 NOFOs utstyrsoversikt (baser/depoter/stående beredskap) per juli 2022.

7.2.3.1 Faktorer som påvirker ytelse og effektivitet av bekjempelsessystemer

Ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning, målt i bekjempet mengde oljeemulsjon pr. døgn, er en funksjon av følgende forhold:

- Andel av tiden enheten kan operere (mørke/redusert sikt og bølgeforhold)
- Effektiviteten innen operasjonsvinduet (relatert til ulike bølgeforhold, eller antatt konstant)

- Opptaks-/bekjempelseskapasitet under operasjon (antall systemer og utstyr)
- Lagringskapasitet for oppsamlet olje (kun relevant for opptakssystemer)
- Frekvens og varighet av driftsstans (overføring av oppsamlet olje, plunder og heft)
- Andel av tiden hvor tilgangen/tilflyten av olje til lense er mindre enn oljeopptakerens kapasitet (for mekanisk bekjempelse) eller hvor emulsjonen har en fordeling som gjør at dispergeringsmiddel ikke kan påføres med best mulig effektivitet.

Funksjonene er brukt i BarKal for beregning av beredskapsbehov i alle barrierer.

Optimal ytelsen for havgående NOFO system (NOFO J med TransRec opptaker) under gunstige forhold, og med tilgang på emulsjon tilstrekkelig i forhold til sveipeareal og pumpeareal er 2865 m³/døgn i barriere 1 og 2101 m³/døgn i barriere 2 (NOFO planverk, 2021).

Faktorer som er områdespesifikke ved borelokasjon og influensområde for Heisenberg er omtalt i de følgende delkapitlene.

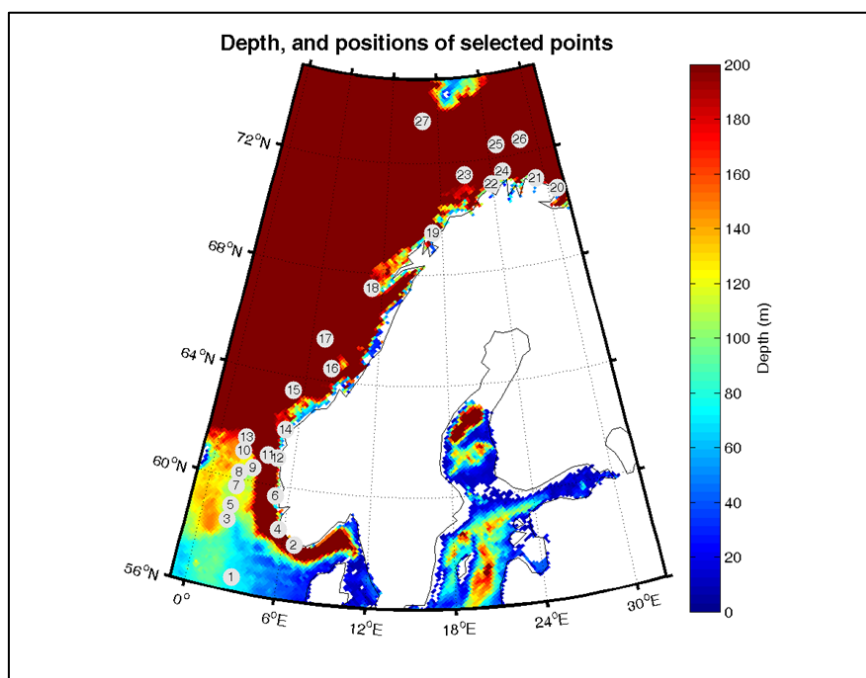
Bølgeforhold åpent hav

Bølgeforhold på åpent hav inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 1 og 2. BarKal har bølgedata for 27 stasjoner, som vist i Figur 7-4. Stasjon 11 er antatt å best representere bølgeforholdene ved borelokasjonen for Heisenberg. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for systemene (som kan brukes i både barriere 1 og 2) er oppsummert i Tabell 7-2.

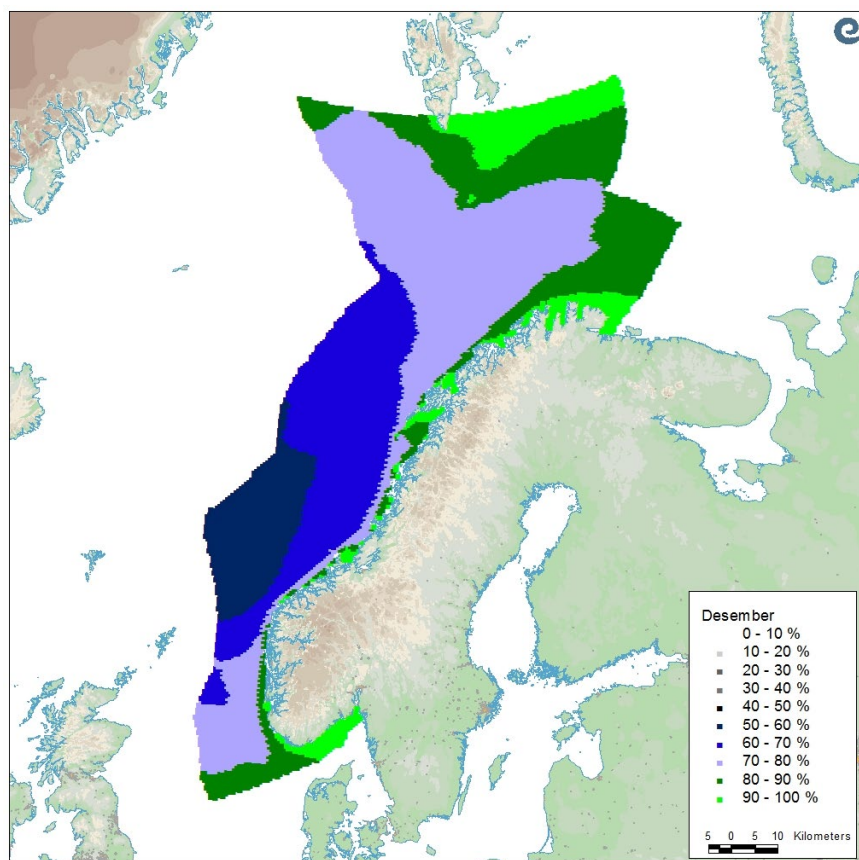
NOFO-J systemet har iht. NOFO planverk et operasjonsvindu i værforhold med inntil 4 m signifikant bølgehøyde. Figur 7-5 viser tidsandelen med dette operasjonsvinduet for norsk sokkel i desember. Datagrunnlaget er NORA10 hindcast arkiv for perioden 1958 til 2016.

Tabell 7-2 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet, gitt bølgeforhold ved Heisenberg (stasjon 11).

	Vinterhalvår	Sommerhalvår	År
NOFO-system	52,4 %	71,7 %	62,0 %



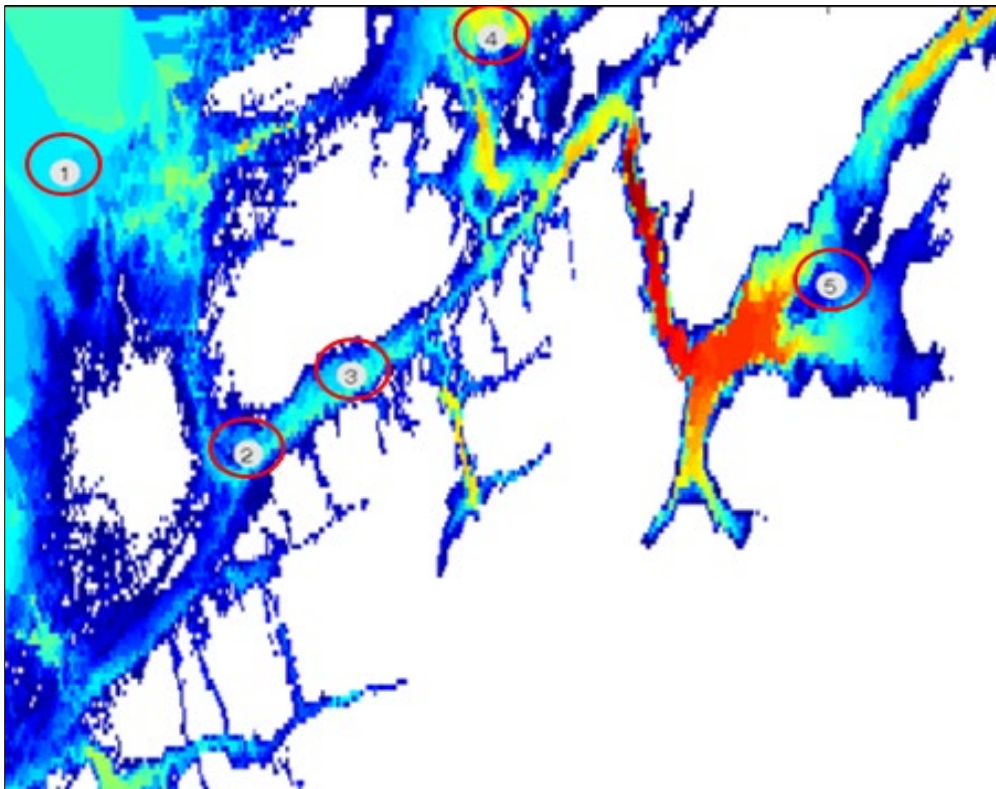
Figur 7-4 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold på åpent hav.



Figur 7-5 Operasjonsvindu (tidsandel i %) i værforhold med inntil 4 m signifikant bølgehøyde i desember for systemgruppe A (https://www.nofo.no/globalassets/planverk/3.-datasett/klimatiske-forhold/hs_mindre_eller_lik_4_des.jpg).

Bølger i kystsonen

Bølgeforhold inngår også i beregning av effektivitet og ytelse til systemer i barriere 3 og 4. BarKal har bølgedata for 5 stasjoner i kystsonen, som vist i Figur 7-6. Stasjon 4 er benyttet i analysen basert på en antatt konservativ representasjon av bølgeforholdene kystnært i influensområdet for Heisenberg. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for kystsystem er oppsummert i Tabell 7-3.



Figur 7-6 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold i kystsonen. Stasjonene er valgt ut som representative for Norskekysten.

Tabell 7-3 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem).

	Vinterhalvår	Sommerhalvår	År
Kystsystem	53,4 %	74,3 %	63,8 %

7.3 Beredskapsbehov og responstider i Barriere 1 og 2

Beregnet systembehovet i barriere 1 og 2 er presentert i Tabell 7-4. Det er beregnet et samlet behov for åtte NOFO-systemer i vintersesongen og fem i sommerhalvåret. Beregningen er basert på NOFO-J system med ordinær overløpsskimmer.

Tabell 7-4 Beregnet systembehov ved dimensjonerende hendelse for letebrønn 35/10-9 Heisenberg i barriere 1 og 2 gitt en vektet utblåsningsrate, kombinert for overflate- og sjøbunnsutblåsning på 6414 Sm³/d.

Parameter	Vinter 5°C – 10 m/s	Sommer 15°C – 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm ³ /d)	6414	6414
Tetthet (kg/Sm ³)	850	850
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	16	14
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	4	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	5131	5516
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	49	35
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm ³ /d)	10061	8486
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	1610	583
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >10000 cP)?	Nei	Nei
Beregnet behov for NOFO systemer i barriere 1	4	3
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	5495	1922
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	2803	1249
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	22	21
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	18	1
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	2242	1149
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	67	72
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm ³ /d)	6794	4105
Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	4610	2020
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >10000 cP)?	Nei	Nei
Beregnet behov for NOFO systemer i barriere 2	4	2
Samlet behov for NOFO-systemer i barriere 1 og 2	8	5
Samlet barriereeffektivitet effekt av barriere 1 og 2	36,2 %	64,7 %

Tabell 7-5 viser beregnede responstider for systemer i barrierene 1 og 2. Tidene avspeiler best oppnåelig responstid for NOFO-fartøyer og er basert på avstand til oljevernressurser, gangfart for OR-fartøy, slepebåtkapasitet og gangfart for disse, mobilisering av oljevernutstyr om bord på OR-fartøy, og tilgang til personell på basene. Fartøy som benyttes i barriere 1 og 2 har mannskapsskifter, dokking, seilingsmønster og forpliktelser for sertifikatopprettholdelse som medfører at de i mindre perioder ikke vil være tilgjengelig som beskrevet i Planverket. NOFO anbefaler derfor at man ved beregning av responstid i beredskapsanalyser legger til en tilgjengelighetsfaktor som tar høyde for at fartøy med lengre responstid enn optimalt kan bli mobilisert, i dette tilfelle systemene 9 og 10, Tabell 7-5.

Responstid til første NOFO system er beregnet til fem timer etter at utblåsningen er oppdaget. Fullt utbygd barriere 1 og 2 kan være på plass innen 48 timer med en tilgjengelighetsfaktor på 2 systemer, som skissert i NOFOs planverk. For alle systemene er det responstiden til slepefartøyet som er den dimensjonerende faktor. I henhold til NOFOs planverk, en responstid på 48 timer legges til grunn fra og med slepefartøy nummer 7. Korteste drivtid til land (95-persentil) er 3,5 døgn i vinterhalvåret og 3,6 døgn i sommerhalvåret. Fullt utbygd barriere 1 og 2 er derfor innenfor kravet om å være etablert innen korteste drivtid til land (3,5 døgn). Ytterligere systemer vil kunne bli mobilisert gjennom NOFO ved behov.

Tabell 7-5 Beregnede responstider for OR- og slepefartøy til barriere 1 og 2.

System nr.	Lokasjon OR-fartøy	Responstid (t)	Lokasjon slepefartøy	Responstid (t)	Total responstid (t)
1	Troll/Oseberg	3 ^{a)}	RS Florø/Måløy	5	5
2	Tampen	4	RS Haugesund	10	10
3	Gjøa	6	RS Egersund	12	12
4	Sleipner/Utsira Nord	10	NOFO pool	24	24
5	Sleipner/ Utsira Sør	14	NOFO pool	24	24
6	Mongstad S1	16	NOFO pool	24	24
7	Stavanger S1	22	NOFO pool	48	48
8	Kristiansund S1	24	NOFO pool	48	48
9	Ula/Gyda/Tambar	25	NOFO pool	48	48
10	Haltenbanken	26	NOFO pool	48	48

^{a)} Daughter craft benyttes til slepefartøy er på plass.

Gitt oljens økende viskositet ved økende vindstyrke, særlig vinterstid, så er det gjennomført en rekalkulering med HiVisc skimmer (ytelse 1220 m³/d) i barriere 2. Endringen medfører ytterligere to systemer i barriere 2, uavhengig av sesong. Som en følge av sterkere vind så reduseres andelen olje på sjøoverflaten fra 61 % (5 m/s) til 8 % (10 m/s) etter 5 døgn om sommeren og fra 65 % til 12 % i vinterhalvåret. Basert på forvitringsegenskaper til Fram oljen så anses opprinnelig antall beregnede systemer å være tilstrekkelig.

7.3.1 Kjemisk dispergering

Ved et utslipp fra en leteboring vil dispergerbarheten til olje/ oljeemulsjon testes *in situ* for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak. Gitt at oljetypen er kjemisk dispergerbar vil dispergering bli vurdert som et alternativ eller supplement til mekanisk oppsamling og NOFOs dispergeringsressurser vil kunne benyttes.

Bruk av kjemisk dispergering i en aksjon skal alltid vurderes med hensyn til observasjoner eller sannsynlig tilstedeværelse av naturressurser i området samt værforhold. Det vil være særlig aktuelt ved høye forekomster av sjøfugl, for å forhindre landpåslag og/eller for å redusere oljemengden inn til kyst og strand.

Tidsvinduet for påføring av dispergeringsmiddel på Fram oljen er påvirket av vindstyrke og sesong. Vinterstid, planlagt boretidspunkt for Heisenberg, er det redusert dispergerbarhet i inntil 3 døgn ved lav vindstyrke (5 m/s) og inntil 12 timer ved 10 m/s.

7.3.2 Subsea dispergering

Fram olje har ikke vært testet i screeningprogrammet for test av dispergerbarhet effektivitet ved subsea dispergering, men egenskapene kan sammenlignes med de 12 oljene som allerede er testet for å se om den ligger nært opp til en av dem [18]. Alternativt kan det gjøres en ny test for å inkludere Fram olje i dette datasettet.

Viktige parametere for en effektiv subsea dispergering er vanddypet, GOR, forholdet mellom oljerate og utslippsdiameter og oljens viskositet. En evaluering av disse parameterne (Equinor 2020b) gjør at undervanns-dispergering i prinsippet kan være et effektivt tiltak for letebrønn Heisenberg. Med tanke på naturressurser i området (mye fugl, ikke koraller) og relativ kort drivtid til land vil subsea dispergering kunne være velegnet for å redusere konsekvensen av en langvarig utblåsning.

Det er nødvendig med en mer detaljert analyse, inkludert en oljedriftssimulering, for å estimere reell effektivitet av tiltaket ift. netto miljøgevinst. Før implementering av subsea dispergering som tiltak, må søknad om dette sendes Miljødirektoratet, som gir en eventuell tillatelse. Gjeldende krav fra myndigheter omfatter foreløpig ikke testkriterier eller dokumentasjon av oljens potensiale for subsea dispergering. Oljeprøver fra overflaten vil kunne benyttes for testing av effekten av subsea dispergering.

5000 m³ dispergeringsmiddel som tilfredsstiller krav til bruk i norske farvann er tilgjengelig via OSRL. Ved å anta en standard dosering (1:100), og bruk av «Global Dispersant Stockpile» (GDS) eksklusivt til subsea dispergering, er det tilstrekkelig volum dispergeringsmiddel for å håndtere en utblåsning både frem til vellykket capping, og til en eventuell avlastningsbrønn er boret (56 dager). Akkumulert behov for dispergeringsmiddel til subsea dispergering frem til boring av avlastningsbrønn er forventet å være ca. 3200 Sm³, gitt at subsea dispergering begynner på dag 6 av utblåsningen.

Det er flere muligheter for å stoppe en eventuell utblåsning, enten med brønninternt utstyr, capping eller avlastningsboring. Capping respons inkluderer tekniske, operasjonelle og logistiske aspekter for capping, håndtering av debris, injeksjon av dispergeringsmidler og BOP intervensjon ved en sjøbunnsutblåsning. OSRL Subsea Well Intervention Services (SWIS) utstyr (inkludert utstyr til subsea dispergering) er lagret på OSRL base ved Stavanger (Tananger). Utstyret er pakket klart til frakt. Det mobiliseres direkte på fartøy fra Stavanger base og går direkte til feltet dersom det skal brukes i forbindelse med capping eller subsea dispergering skal benyttes som selvstendig oljevertiltak (utstyr til subsea dispergering kan ha kortere mobiliseringstid enn hele utstyrspakken for capping av brønnen).

7.4 Strandingsstatistikk

Korteste ankomsttid (tid siden starten av utslippet) til land og største strandingsmengder av emulsjon er presentert halvårlig for 95-persentilen av vektet rate og varighet kombinert for overflate- og sjøbunnsutblåsning (Tabell 7-6). Resultatene for strandet emulsjon og ankomsttid presentert stammer ikke nødvendigvis fra samme simulering. 95-persentilen for strandingsmengde er 51658 tonn oljeemulsjon i sommer- og 40606 tonn i vinterhalvåret. 95-persentilen av korteste ankomsttid er 3,5 døgn i vintersesongen.

Tabell 7-6 95-persentil største strandingsmengder av oljeemulsjon og korteste ankomsttid til land ved en utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Resultatene viser strandingsresultatene vektet for overflate- og sjøbunnsutblåsning.

Persentil	Strandet oljeemulsjon (tonn)		Drivtid (døgn)	
	Sommerhalvår	Vinterhalvår	Sommerhalvår	Vinterhalvår
95	51658	40606	3,6	3,5

Strandingsmengde og korteste ankomsttid (95-persentil) til definerte eksempelområder er gitt i Tabell 7-7. Kun eksempelområder med ankomsttid kortere enn 20 døgn i en eller flere sesonger er inkludert i tabellen. I henhold til

kriteriene er syv berørte eksempelområder i vintersesongen og seks i sommersesongen. Frøya og Froan er eksempelområdet med størst strandingsmengde mens Sverlingsosen-Skorpa har kortest drivtid med 4,7 døgn i vinterhalvåret.

Tabell 7-7 *Stranding av oljeemulsjon (tonn) og korteste drivtid (dager) til eksempelområder (95-persentil) gitt en utblåsning fra leteboring på Heisenberg. (-) angir drivtid lenger enn 20 døgn.*

Eksempelområde	Strandingsmengde oljeemulsjon (tonn)		Korteste drivtid (dager)	
	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
Frøya og Froan	8070	14449	13,0	10,5
Runde	5238	2846	7,1	6,2
Smøla	5156	4447	11,2	9,3
Sverlingsosen-Skorpa	4513	4524	4,8	4,7
Ytre Sula	2569	1728	9,7	7,6
Sandøy	1770	695	8,9	8,3
Vikna vest	99	198	-	18,7

7.5 Beredskapsbehov og responstider i Barriere 3 og 4

Systembehov i barriere 3 og 4 tar hensyn til effekten i barrierene 1 og 2, totalt åtte havgående systemer i vintersesongen og fem i sommerhalvåret. Dette gir henholdsvis 17146 tonn og 7174 tonn strandet oljeemulsjon. Skal barriere 3 dekkes utelukkende med fartøy av typen Current Buster 4 er beredskapsbehovet beregnet til 17 systemer i vinterhalvåret og syv i sommersesongen mens behovet i barriere 4 er henholdsvis ni (vinter) og to (sommer) Current Buster 4 systemer. Benyttes MOS Sweeper systemer i beredskapsplanleggingen kan henholdsvis to systemer i vinterhalvåret og ett i sommersesongen dekke behovet i barriere 3. Ytelsen til ett MOS Sweeper system i barriere 3 er 1149 m³/d (NOFO planverk).

Legges eksempelområde metodikken til grunn for beredskapsbehovet, ett system i barriere 3 og ett i barriere 4 for berørt eksempelområde med drivtid <20 døgn, er det totalt 14 kystsystemer (Current Buster 4) i vinterhalvåret og 12 i sommersesongen.

Basert på Barkal kan to MOS Sweeper systemer håndtere daglig tilflyt til barriere 3 når det utelukkende er tatt høyde for kapasitet/ytelse og ikke spredningsareal. Basert på dette, så anbefales en kystnær beredskapsstrategi hvor en kombinasjon av MOS Sweeper og Current Buster 4 systemer legges til grunn i barriere 3, eksempelvis ett MOS Sweeper system og syv Current Buster 4 systemer, som reflekterer antall berørte eksempelområder (syv i vinterhalvåret) (Tabell 7-8).

For videre styrking av den kystnære oljevernberedskapen anses implementering av ytterligere ett MOS Sweeper system å bidra til økt robusthet.

Tabell 7-8 Beregnet ressursbehov for barriere 3 og 4 for dimensjonerende hendelse (boring) gitt en langvarig utblåsning fra letebrønn Heisenberg, basert på modellert strandet oljeemulsjonsmengde.

Parameter	Vinter 5 °C – 10 m/s	Sommer 15 °C – 5 m/s
95-persentil av strandet emulsjonsmengde (tonn)	40606	51658
Samlet barriereeffektivitet i barriere 1 (%)	45,4	77,4
Strandet mengde etter effekt av barriere 1 (tonn)	22179	11699
Samlet barriereeffektivitet i barriere 2 (%)	22,7	38,7
Strandet mengde etter effekt av barriere 2 (tonn)	17146	7174
Antall døgn hvor stranding forekommer (d)	13	13
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 3 (tonn/d)	1319	552
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 4 (tonn/d)	720	125
Antall eksempelområder med landpåslag innen 20 døgn	7	6
Beregnet behov for kystsystemer i barriere 3 (Current Buster 4) ^{a)}	7	6
Beregnet behov for kystsystemer i barriere 3 (MOS Sweeper)	1	1
Beregnet behov for kystsystemer i barriere 4 (Current Buster 4)	9	2

^{a)} Tilsvarende antall berørte eksempelområder.

Drivtider og strandingsmengder av emulsjon til NOFO eksempelområder er vist i Tabell 7-7. Eksempelområdene med størst strandet mengde emulsjon og korteste drivtid er henholdsvis Frøya & Froan og Sverlingsosen-Skorpa.

Iht. NOFOs planverk kan totalt 10 kystsystemer mobiliseres til NOFO-basene i Sløvåg og Kristiansund innen 120 timer (5 døgn). For vinter- og sommersesongen er korteste drivtid (95-persentil) henholdsvis 3,5 og 3,6 døgn. Dette er kortere tid enn hva NOFO oppgir som mobiliseringstid for full kystnær beredskap (10 systemer) ved NOFO base. Samtidig er tidligst iverksettelse 48 timer.

Legges eksempelområde tilnærmingen til grunn innebærer dette at de to første systemene må være på plass innen 4,7 døgn (Sverlingsosen-Skorpa) mens de øvrige har responstid lenger enn 5 døgn.

7.6 Beredskapsmodellering i OSCAR

DNV har i etterkant av miljørisikoanalysen for Heisenberg utført beredskapsmodellering med OSCAR på dimensjonerende scenario som er en sjøbunnsutblåsning på 6414 m³/d med varighet på 13 dager. Modellering er foretatt på nullalternativ dvs. uten beredskap (alternativ 0_0) og et tiltak med åtte havgående systemer pluss kyst nær beredskap (to MOS Sweeper og ni CB4 kystsystemer (alternativ 4_4) med følgende oppsett:

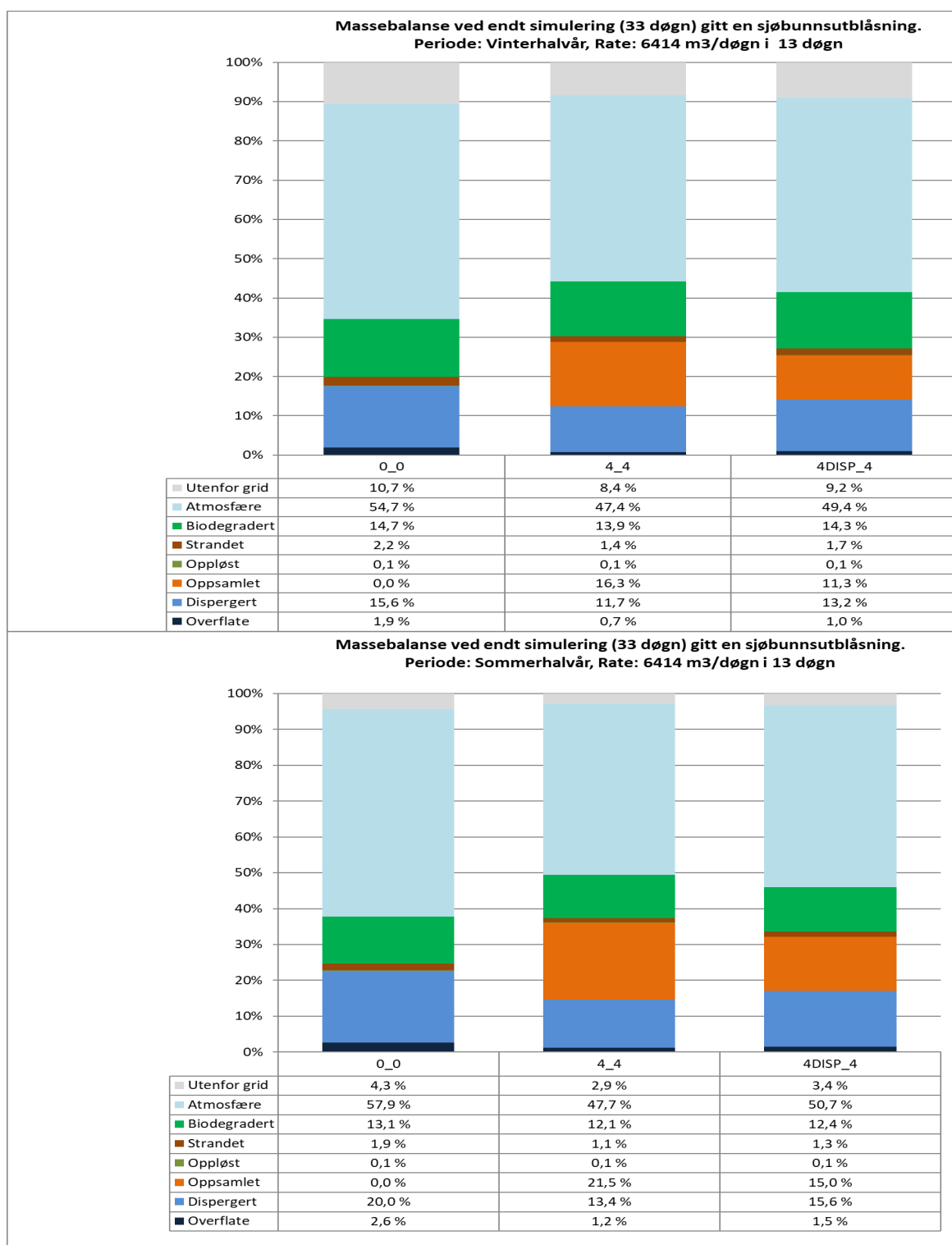
- 4 NOFO systemer i barriere 1 med responstid på hhv. 5, 10, 12 og 24 timer
- 4 NOFO systemer i barriere 2 med responstid på 24 timer for 2 systemer og 48 timer for de 2 siste systemene
- 2 MOS Sweeper systemer i barriere 3 med responstid på 80 timer
- 9 Current Buster kystsystemer i barriere 4 med responstid på 5 døgn.

Det er modellert ett alternativ med kun mekanisk oppsamling (alternativ 4_4) og ett alternativ hvor strategien til de fire systemene i barriere 1 er påføring av kjemisk dispergeringsmiddel inntil NOFO-lager er tømt for deretter å fortsette med mekanisk oppsamling. Samlet mengde dispergeringsmiddel hos NOFO er ca. 850 m³, noe som rekker til fire påfyllinger på 50 m³ for hvert av systemene.

Kystsystemer er satt inn i definerte områder langs kysten hvor oljedriften indikerer stranding (fra Ytre Sula til Froan). Konsekvens og miljørisikoberegninger er foretatt på strandflora og fauna, samt på havhest og havsule som de mest utsatte sjøfuglarter fra miljørisikoanalysen.

7.6.1 Massebalanse

Effekten av modellert beredskap for en sjøbunnsutblåsning med Fram olje viser ca. 22 % mekanisk oppsamlet olje i sommerhalvåret gitt åtte havgående NOFO OR-systemer og kystnær beredskap (2 MOS Sweeper og ni Current Buster 4) (Figur 7-7). Ved implementering av kjemisk dispergering som en del av beredskapsstrategien reduseres oppsamlet olje. Dette forventes å ha sammenheng med mindre tilgjengelig olje på overflaten som følge av økt nedblanding av olje og tynnere oljefilm på havoverflaten. På vinterstid gir de samme konfigurasjonene noe lavere opptaksandel. I henhold til modelleringen forventes 55-58 % av oljen å dispergere dersom det ikke iverksettes beredskapstiltak.



Figur 7-7 Sesongvis massebalanse, vinter øverst og sommer nederst, etter endt modellering gitt sjøbunnsutblåsning fra dimensjonerende scenario uten og med beredskapstiltak. 0_0 – ingen tiltak, 4-4 – mekanisk oppsamling, 4DISP-4 – kombinasjon kjemisk dispergering og mekanisk oppsamling.

7.6.2 Strandingsstatistikk

OSCAR modellering uten (0_0) og med beredskapstiltak, mekanisk oppsamling (4_4) og kombinasjonen kjemisk dispergering og mekanisk oppsamling (4disp_4), gitt en sjøbunnsutblåsning i forbindelse med leteboring på Heisenberg,

viser størst reduksjon i strandingsmengde ved bruk av mekanisk oppsamling (Tabell 7-9). I sommerhalvåret er beregnet strandet oljeemulsjonsmengde 33 % av referansescenariet mens det i vinterhalvåret utgjør 56 %. Implementering av kjemisk dispergering i tidlig fase i barriere 1, gir noe mer strandingsmengde sammenlignet med utelukkende bruk av havgående oppsamlingssystemer. Økt stranding ved påføring av dispergeringsmiddel kan sannsynligvis knyttes opp mot: a) redusert mekanisk oppsamling i barriere 1 som følge av at NOFO OR-systemene innledningsvis er opptatt med kjemisk dispergering, 2) redusert effekt av kjemisk dispergering gitt sjøbunnsutblåsning og 3) eventuell effekt av dispergering på havoverflaten reduserer filmtykkelsen og reduserer effekten av mekanisk oppsamling.

For begge tiltaksalternativene er det modellert med kystnær beredskap, to MOS Sweeper i barriere 3 og ni Current Buster 4 i barriere 4. Gitt beredskapsbehovet beregnet i BarKal (kapittel 7.5) er det tilstrekkelig med ett MOS Sweeper system i kombinasjon med syv Current Buster 4 systemer.

Tabell 7-9 95-persentil største strandingsmengder av oljeemulsjon og korteste ankomsttid til land ved en sjøbunnsutblåsning fra leteboring på Heisenberg. Resultatene viser strandingsresultatene for sommer og vinter for referansescenario (ingen tiltak) og to tiltaksalternativ (4_4 mekanisk oppsamling og 4disp_4).

95-persentil	Strandet oljeemulsjon (tonn)		Drivtid (døgn)	
	Sommerhalvår	Vinterhalvår	Sommerhalvår	Vinterhalvår
0_0	48360	39404	3,7	3,5
4_4 ^{a)}	15913	17349	4,0	3,7
4disp_4 ^{a)}	24905	21640	4,2	3,6

^{a)} Tiltak inkluderer kystnær beredskap, to MOS Sweeper i barriere 3 og ni Current Buster 4 i barriere 4.

Strandingsmengde og korteste ankomsttid (95-persentil) til definerte eksempelområder for referansescenario (ingen tiltak) og beredskapstiltakene er presentert i Tabell 7-10 - Tabell 7-12. Kun eksempelområder med ankomsttid kortere enn 20 døgn i en eller flere sesonger er inkludert i tabellen. I henhold til kriteriene er det syv berørte eksempelområder i vintersesongen og seks i sommersesongen. Modellering med beredskap viser en betraktelig reduksjon i strandingsmengde sammenlignet med ingen tiltak. Størst volummessige og prosentvise reduksjon er registrert for Frøya og Froan i vinterhalvåret gitt mekanisk oppsamling i barrierene 1-4, 3179 tonn oljeemulsjon sammenlignet med 14935 tonn for referansescenario (0_0), noe som tilsvarer en reduksjon på 79 %. Kjemisk dispergering i barriere 1, som en del av beredskapsstrategien, gir totalt en reduksjon på 60 % sammenlignet med ingen tiltak.

Tabell 7-10 Stranding av oljeemulsjon (tonn) og korteste drivtid (dager) til eksempelområder (95-persentil) gitt ingen tiltak 0_0. (-) angir drivtid lenger enn 20 døgn.

Eksempelområde	Strandingsmengde oljeemulsjon (tonn)		Korteste drivtid (dager)	
	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
Frøya og Froan	7793	14935	12,7	10,7
Runde	4775	2700	7,4	6,2
Smøla	4809	4384	11,0	9,4
Sverslingsosen-Skorpa	3299	3255	6,1	5,3
Ytre Sula	1982	1331	11,3	6,9
Sandøy	1519	686	9,4	7,4
Vikna vest	112	142	-	18,7

Tabell 7-11 Stranding av oljeemulsjon (tonn) og korteste drivtid (dager) til eksempelområder (95-persentil) gitt tiltaksalternativ 4_4. (-) angir drivtid lenger enn 20 døgn.

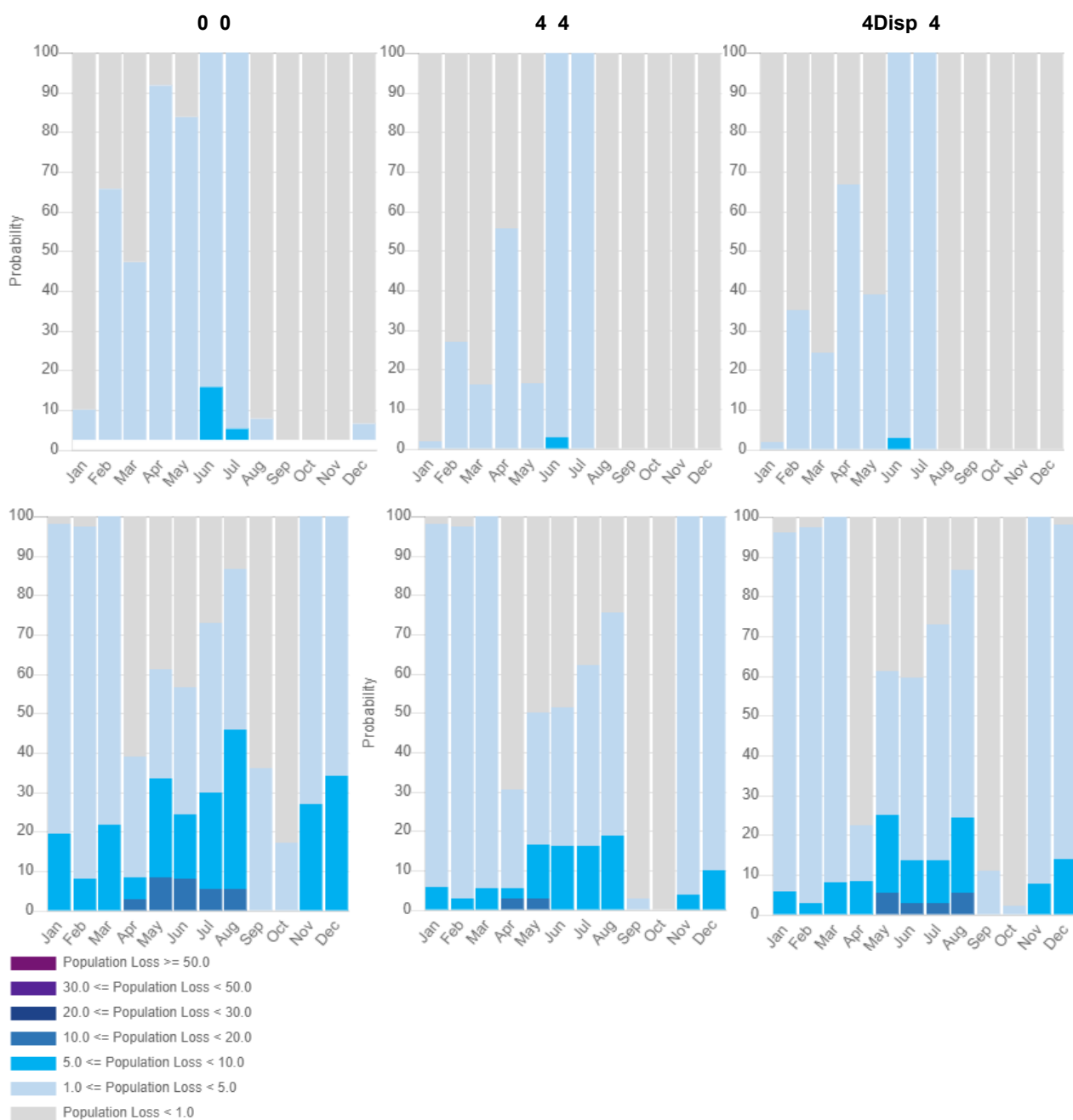
Eksempelområde	Strandingsmengde oljeemulsjon (tonn)		Korteste drivtid (dager)	
	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
Frøya og Froan	3407	3179	13,2	10,7
Runde	2369	1483	7,6	6,1
Smøla	2350	1446	12,1	9,2
Sverslingsosen-Skorpa	1031	1796	6,0	4,9
Ytre Sula	1089	717	12,1	8,5
Sandøy	615	322	9,3	8,4
Vikna vest	62	108	-	18,8

Tabell 7-12 Stranding av oljeemulsjon (tonn) og korteste drivtid (dager) til eksempelområder (95-persentil) gitt tiltaksalternativ 4disp_4. (-) angir drivtid lenger enn 20 døgn.

Eksempelområde	Strandingsmengde oljeemulsjon (tonn)		Korteste drivtid (dager)	
	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
Frøya og Froan	6132	5910	13,2	10,9
Runde	2751	1824	6,9	6,1
Smøla	2821	2076	11,1	10,0
Sverslingsosen-Skorpa	1533	2317	6,4	5,6
Ytre Sula	1961	1180	9,5	7,5
Sandøy	1138	350	9,2	8,0
Vikna vest	60	164	-	18,9

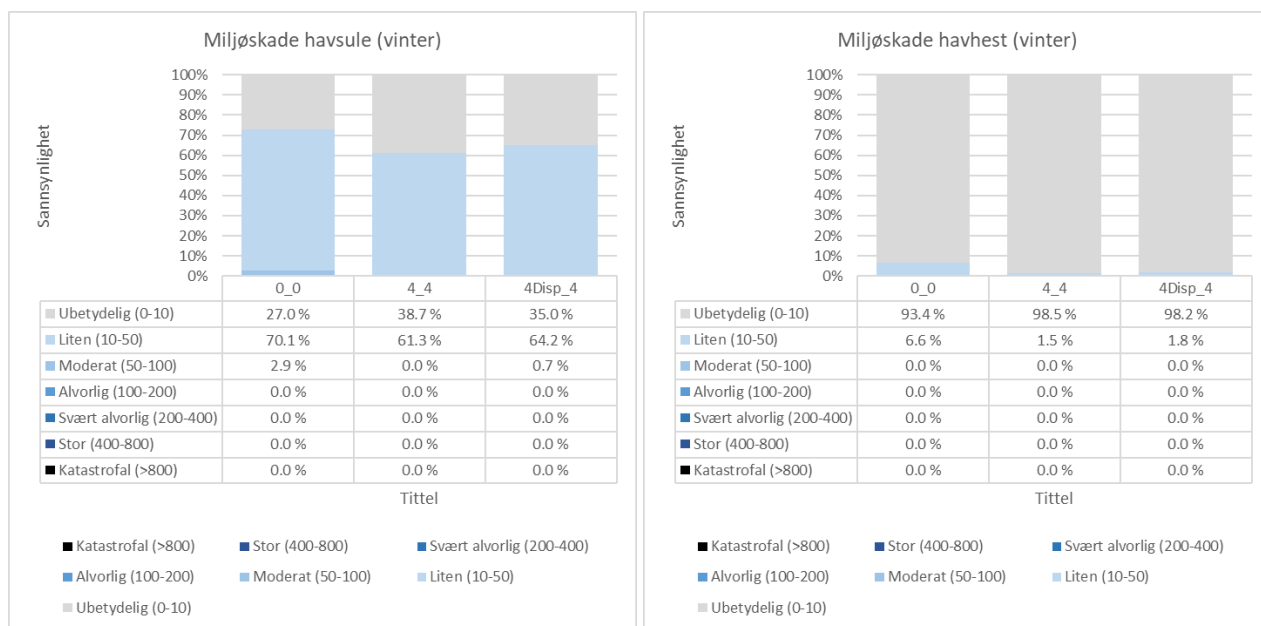
7.6.3 Miljøkonsekvens

Miljøkonsekvens for sjøfugl er beregnet for havsule og havhest (hekkefugl i Norskehavet) og sannsynlighet for bestandstap for disse to artene er vist uten og med beredskapstiltak i Figur 7-8. Det er en liten reduksjon i sannsynlighet for 5-10 % og 10-20 % bestandstap for begge arter. Best effekt er notert for alternativ 4_4 i sommerperioden.



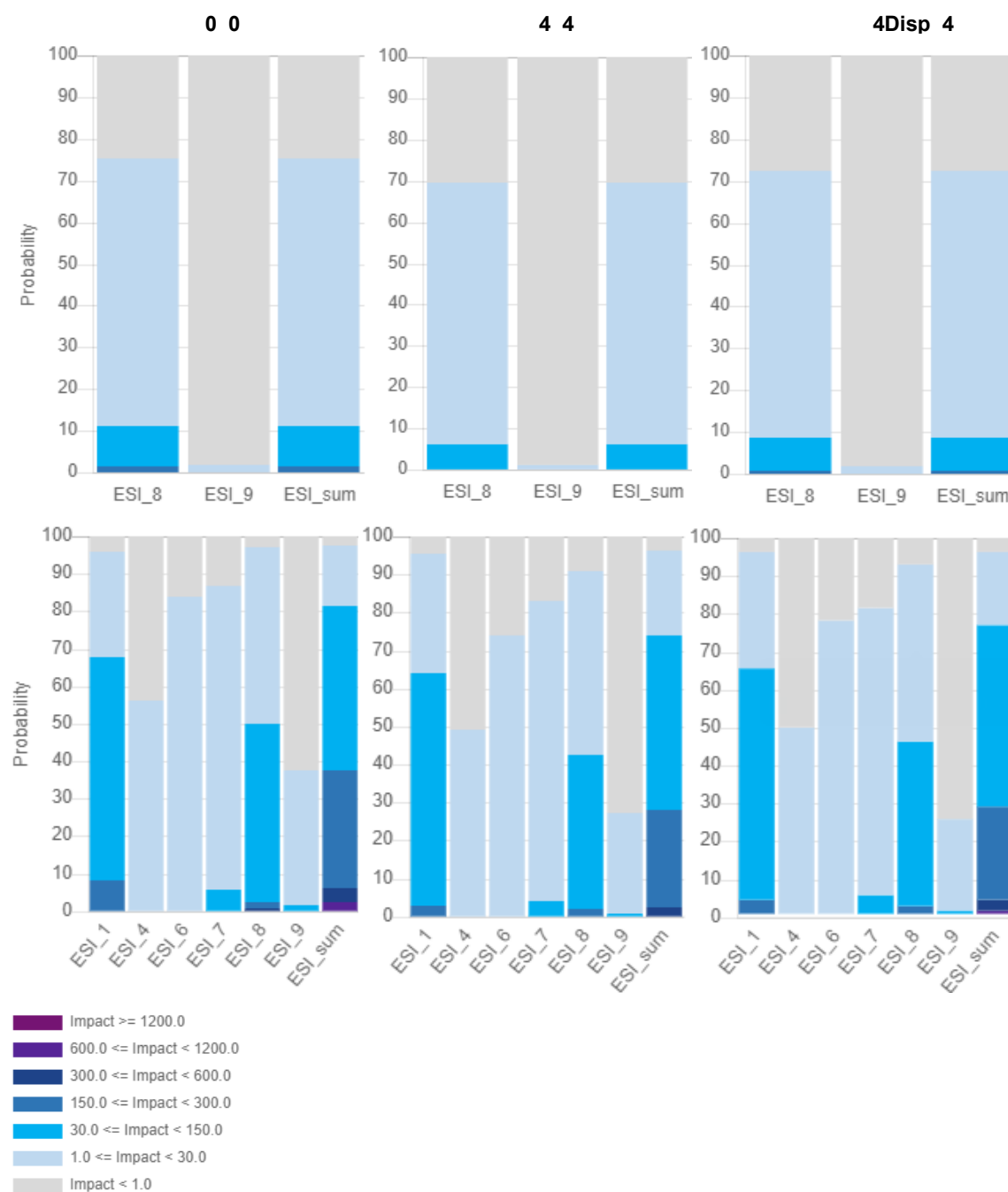
Figur 7-8 Sannsynlighet for ulike bestandstap for havhest (øverst) og havsule (nederst) for dimensjonerende sjøbunnsutblåsning uten og med beredskapstiltak.

Beregnet miljøskade for de to utvalgte sjøfuglartene i vintersesongen (oktober til mars) er presentert i Figur 7-9. Gitt mekanisk beredskap (alternativ 4_4) fjernes sannsynligheten for *moderat* miljøskade for havsule og sannsynligheten for *liten* skade reduseres fra 70,1 % til 61,3 %. For havhest reduseres sannsynligheten for *liten* miljøskade fra 6,6 % uten tiltak til hhv 1,5 % og 1,8 % med alternativ 4_4 og 4Disp_4.



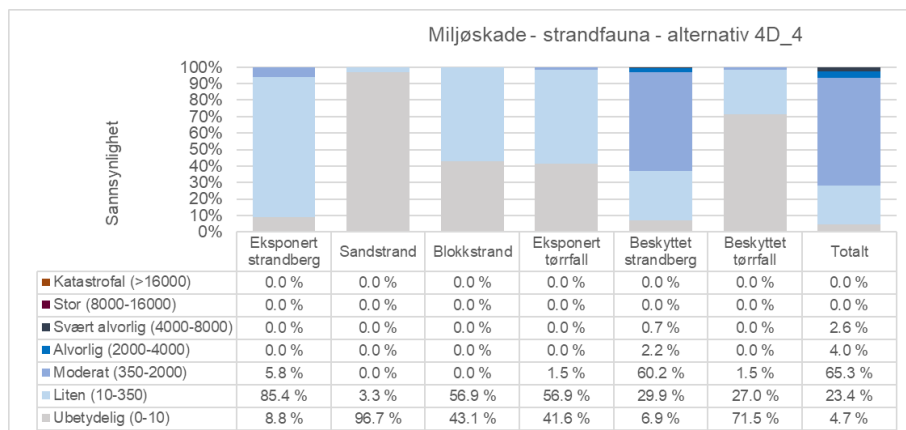
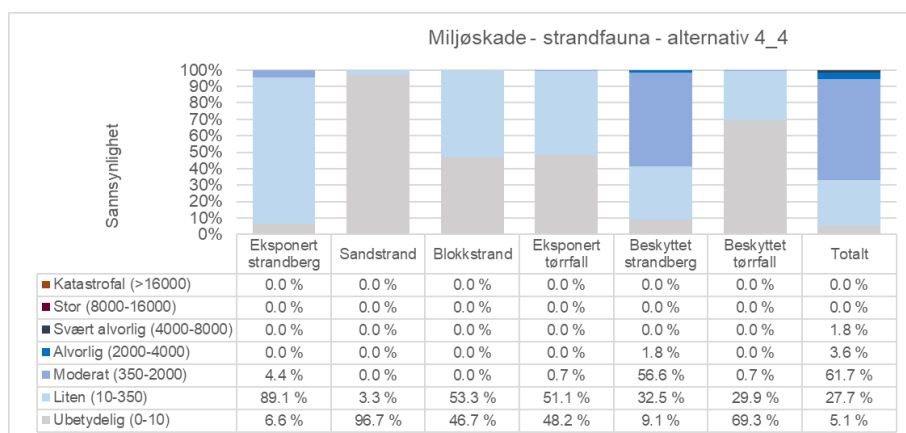
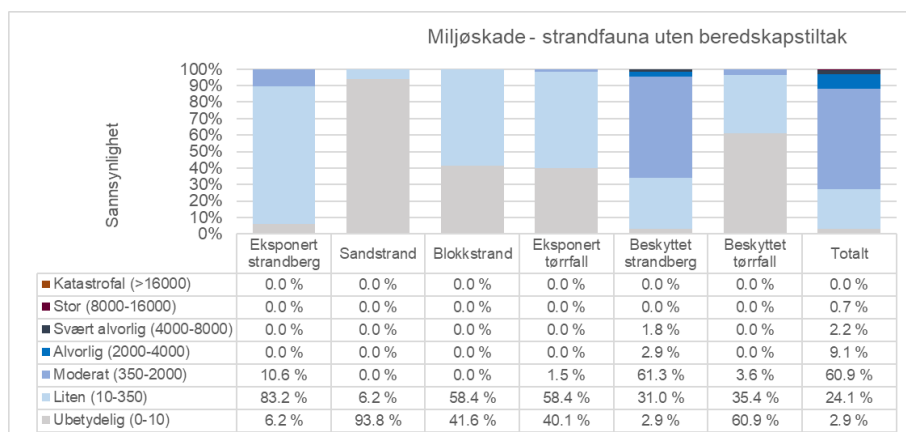
Figur 7-9 Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser for havhest og havsule for dimensjonerende sjøbunnsutblåsning uten (0_0 alternativ) og med beredskapstiltak (4_4 og 4Disp_4). Gjennomsnittsverdier for vinterhalvåret (oktober til mars).

Påvirkning av dimensjonerende sjøbunnsutblåsning på strandfauna og strandflora er vist i Figur 7-10. Tiltak 4_4 fjerner sannsynlighet for påvirkning av mer enn 150 km strandflora. I tillegg er det en reduksjon i mulig påvirkning av strandfauna for begge tiltaksalternativene.



Figur 7-10 Sannsynlighet for påvirkning av strandflora (øverst) og strandfauna (nederst) uten beredskap og med beredskapstiltak som følge av sjøbunnsutblåsning fra Heisenberg. Resultater for vinterhalvåret (oktober til mars).

Påvirkning på strandfauna er større enn påvirkning på strandflora og sannsynlighet for miljøskade med og uten beredskapstiltaket er vist for strandfauna i Figur 7-11. Sannsynlighet for stor miljøskade faller bort ved beredskapstiltak og sannsynlighet for svært alvorlig skade reduseres fra 2,2 % uten beredskap til 1,8 % med alternativ 4_4. Videre reduseres sannsynligheten for alvorlig skade fra 9,1 % uten beredskap til 3,6 % med alternativ 4_4 og 4,0 % med alternativ 4D_4 som inkluderer dispergering.

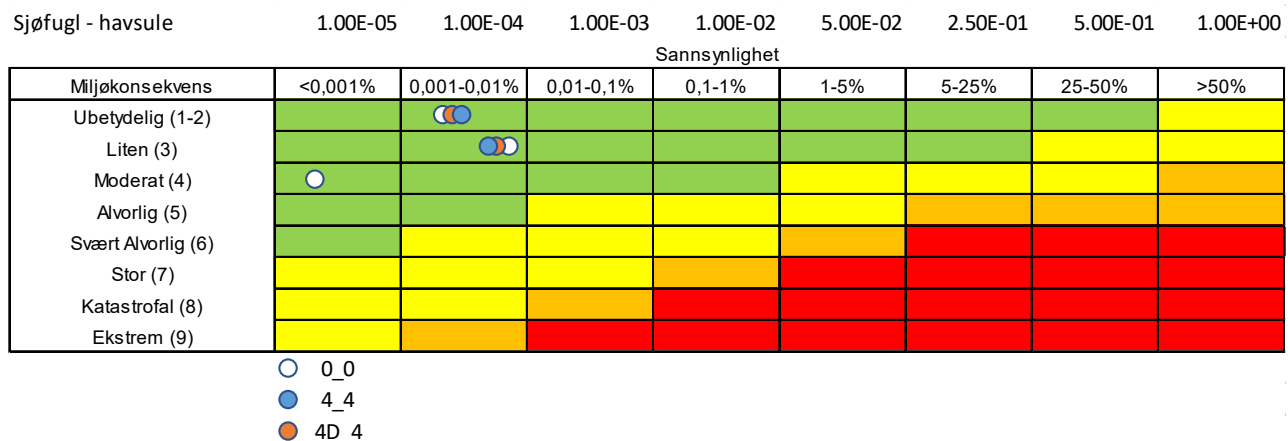


Figur 7-11 Sannsynlighet for miljøskade for strandfauna uten beredskap (øverst) og med beredskapstiltak (4_4 i midten og 4D_4 nederst) som følge av sjøbunnsutblåsning fra Heisenberg. Resultater fra vinterhalvåret (oktober til mars).

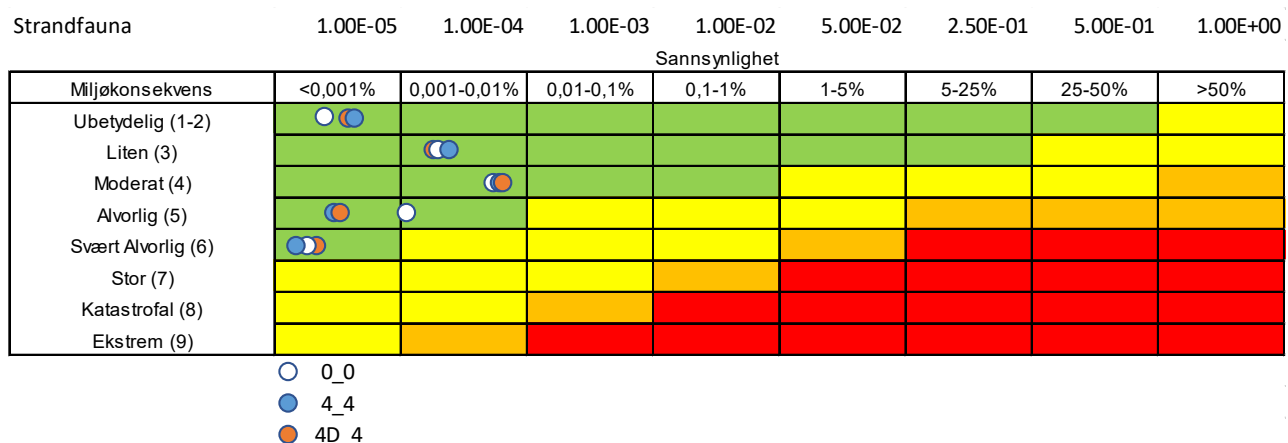
7.6.4 Miljørisiko

For fremstilling av miljørisiko i Equinors risikomatrise er det benyttet samlet utblåsningsfrekvens for letebrønnen på $1,20 \times 10^{-4}$ som tilsvarer en sannsynlighet på 0,012 %. Deretter er resultatet fra dimensjonerende sjøbunnsutblåsning uten beredskap plottet med sannsynlighet for ulike konsekvenser angitt med hvit sirkel hvor de havner i risikomatrisen. Miljørisiko for beredskapstiltak 4_4 med mekanisk opptak er plottet med blå sirkel og alternativet med både kjemisk dispergering og mekanisk (4D_4) er plottet med oransje sirkel. Risiko med og uten effekt av beredskapstiltaket er plottet for sjøfugl (havsule) i Figur 7-12 og for kyst/strand (strandfauna) i Figur 7-13. For sjøfugl så reduseres sannsynlighet for

moderat miljøskade til under 10^{-6} nivå med beredskapstiltak. For strandfauna så elimineres risiko for stor miljøskade (er også under 10^{-6} nivå uten beredskapstiltak) og sannsynlighet for alvorlig miljøskade reduseres betraktelig med begge beredskapstiltakene.



Figur 7-12 Miljørisiko for sjøfugl uten beredskap (0_0) og med beredskapstiltak (4_4 og 4D_4) som følge av sjøbunnsutblåsning fra Heisenberg i vinterhalvåret (oktober til mars).



Figur 7-13 Miljørisiko for strandfauna uten beredskap (0_0) og med beredskapstiltak (4_4 og 4D_4) som følge av sjøbunnsutblåsning fra Heisenberg i vinterhalvåret (oktober til mars).

7.7 Oppsummering beredskapsanalyse

Basert på BarKal beregninger er beredskapsbehovet for havgående NOFO OR-systemer samlet åtte systemer i barriere 1 og 2 i vintersesongen mens det i sommerhalvåret er behov for fem systemer. Første system kan være klar til operasjon innen 5 timer og fullt utbygd barriere 1 og barriere 2 kan være på plass innen 48 timer i både vinter- og sommersesongen, inkludert tilgjengelighetsfaktor. Dette er innenfor 95-persentilen for korteste drivtid til land som er 3,5 døgn i vinterhalvåret.

Basert på de to fremgangsmåtene er behovet beregnet i BarKal dimensjonerende med totalt 26 kystnære systemer (CB4) i vinterhalvåret. Som presentert i Tabell 7-8 kan to MOS Sweeper systemer håndtere daglig tilflyt til barriere 3 når det utelukkende er tatt høyde for kapasitet/ytelse og ikke spredningsareal. Basert på dette, så anbefales en kystnær beredskapsstrategi hvor en kombinasjon av MOS Sweeper og Current Buster 4 systemer legges til grunn, eksempelvis



to MOS Sweeper systemer i overgangen mellom havgående barriere (barriere 2) og barriere 3 i tillegg til 14 Current Buster 4 systemer, som fordeles på antatte berørte eksempelområder (syv i vinterhalvåret).

Iht. NOFOs planverk kan totalt 10 kystsystemer mobiliseres til NOFO-basene i Sløvåg og Kristiansund innen 120 timer (5 døgn). For vinter- og sommersesongen er korteste drivtid (95-persentil) henholdsvis 3,5 og 3,6 døgn. Dette er kortere tid enn hva NOFO oppgir som mobiliseringstid for full kystnær beredskap (10 systemer) ved NOFO base. Samtidig er tidligst iverksettelse 48 timer.

Legges eksempelområde tilnærmingen til grunn innebærer dette at de to første systemene må være på plass innen 4,7 døgn (Sverlingsosen-Skorpa) mens de øvrige har responstid lenger enn 5 døgn.

Beredskapsmodellering viser redusert strandingsmengde og lavere miljøskadepotensiale og -risiko for VØK-kategoriene sjøfugl og strandfauna ved implementering av tiltak i havgående og kystnære barrierer (barriere 1-4). Modelleringsresultatene viser bedre effekt gitt utelukkende bruk av mekanisk oppsamlingssystemer sammenlignet med kombinasjonen kjemisk dispergering (barriere 1) og mekanisk oppsamling (barriere 1-4).

8 REFERANSER

- Akvaplan-niva, Acona & DNV GL 2019. WP 5 ERA Acute Methodology Uncertainty Feasibility Study. Akvaplan-niva dokument nr. 60043.03 til NOROG.
- Akvaplan-niva og DNV GL, 2019. Norwegian Shoreline Data Set with ESI-classification in ERA Acute Format. Akvaplan-niva memo til NOROG. Nr. 60043.05. Juli 2019.
- Artsdatabanken, 2021. <http://www.artsdatabanken.no>. Nasjonal kunnskapskilde for biologisk mangfold.
- Norske Rødliste for arter 2021.
- Bonn Agreement, 2016. Bonn Agreement Aerial Operations Handbook, 2016.
- DN & HI, 2010. Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak: Arealrapport. Fisken og Havet nr. 6/2010. TA-nr. 2681/2010.
- DNV 2021, Miljørisiko-(MRA) og Beredskapsanalyse (BA) for letebrønn 35/10-8 Kveikje n'Roll i PI293B i Nordsjøen. Rapportnr: 2021-0995, Rev. 02. Dato: 21-10-2021. Nordsjøen.
- Equinor, 2022. Blowout scenario analysis, Heisenberg 35/10-9 well. ST-22023. Rev.: Final. Date: 30.06.2022.
- Equinor, 2021. RM-100 matrise. Oppdatert risikomatrise oversendt DNV på epost 30.08.2021.
- Equinor, 2020a. *Excel-ark: Tynne oljefilmer Framolje Apodida*,
- Equinor, 2020b. SSDI - Modified Weber Number Correlation with Dmax and OilTemp and z-mal - Fram olje, 2020.
- Fauchald, P., Tarroux, A., Amélineau, F., Sandøy Bråthen, V., Descamps, S., Ekker, M., Helgi Helgason, H., Merkel, B., Moe, B., Åström, J., Anker-Nilssen, T., Bjørnstad, O., Chastel, O., Christensen-Dalsgaard, S., Danielsen, J., Daunt, F., Dehnhard, N., Erikstad, K.E., Ezhov, A., Gavrilov, M., Hallgrímsson, G.T., Hansen, E.S., Harris, M., Helberg, M., Jónsson, J.E., Kolbeinsson, Y., Krasnov, Y., Langset, M., Lorentsen, S.H., Lorentzen, E., Newell, M., Olsen, B., Reiertsen, T.K., Systad, G.H., Thompson, P., Thórarinnsson, T.L., Wanless, S., Wojczulanis-Jakubas, K., and Strøm, H. 2021. Year-round distribution of Northeast Atlantic seabird populations: applications for population management and marine spatial planning. Mar. Ecol. Prog. Ser. Vol.
- NOFO, 2022. Planverket, <https://www.nofo.no/planverk>
- NOROG, 2021. Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser, revidert 24.03.2021.
- NOROG, 2020. Guidance on environmental risk analyses using ERA Acute. Version 01, February 2020.
- OLF, 2007. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) – revisjon 2007. OLF rapport, 2007.
- SEAPOP, 2017. Rådata innhentet for konsentrasjoner av kystnære sjøfuglarter fra Norsk Institutt for Naturforskning ved Geir Systad. Nasjonale og regionale datasett.
- SINTEF, 2017. Report: Thin Oil Films – Properties and behaviour at sea.
- SINTEF 2013. Fram crude oil – properties and behavior at sea related to oil spill response. Report no.: SINTEF A24707 version 1.0.
- Stephansen *et al.*, 2021. Cathrine Stephansen (Akvaplan-niva), Anders Bjørgesæter (IKM Acona), Odd Willy Brude (DNV), Ute Brønner (SINTEF Ocean), Tonje Waterloo Rogstad (Equinor), Grethe Kjeilen-Eilertsen (Total E&P Norge AS), Jean-Marie Libre (Total, France) and Christian Collin-Hansen (Equinor). Assessing Environmental Risk of Oil Spills with ERA Acute - A New Methodology. ISBN 978-3-030-70175-8.
- A.-L. Szymanski, 2020. Response options for spills of condensates and light crude oil Best practice document. Equinor, 2020.



Vysus Group, 2022. Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2021. Report
no: 19101001-8/2022/R3. Rev: 01. Date: 07 March 2022.



VEDLEGG A

Utblåsningsstudie Heisenberg

Blowout scenario analysis, Heisenberg 35/10-9 well

ST-22023

Title:		
Blowout scenario analysis, Heisenberg 35/10-9 well		
Document no.:	Contract no.:	Project:

Classification: Internal	Distribution:
Expiry date:	Status: Final

Distribution date: 30.06.2022	Rev. no.:	Copy no.:
---	-----------	-----------

Author(s)/Source(s): Mette Roland	
Subjects: Blowout frequency, rate and duration for the Heisenberg well	
Remarks:	
Valid from:	Updated:
Responsible publisher:	Authority to approve deviations:

Prepared by (Organisation unit / Name): TDI OG FOS SAPT SAF/Mette Roland	Date/Signature: <u>X</u>
Responsible (Organisation unit/ Name):	Date/Signature: <u>X</u>
Recommended (Organisation unit/ Name): TDI OG FOS SAPT SAF/ Bente Røiland Stiegler	Date/Signature: <u>X</u>
Approved by (Organisation unit/ Name):	Date/Signature: <u>X</u>

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Summary

This note presents the assessment of blowout frequency, rate and duration for the Heisenberg wildcat well. The analysis is based on input from the Heisenberg exploration well, available blowout statistics and internal guidelines.

Maximum probable duration is 56 days with less than 1 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 12 days and for seabed releases it is 13 days. The weighted blowout rate is 6400 Sm³/d.

The blowout frequency is expected to be 1,20x10⁻⁴ per year.

1 Introduction

To verify whether existing local Environmental Impact Statement (EIS) is valid with regard to the Heisenberg 35710-9 wildcat well, information regarding blowout duration, rates and frequencies for this well is required. In this document, the blowout frequency, rates and possible duration of a blowout is discussed, and results given.

2 Abbreviations

BSA	Blowout Scenario Analysis
BOP	Blowout preventer
DMA	Dead-man anchor
EIS	Environmental Impact Statement
GOR	Gas Oil Ratio
LMRP	Lower Marine Riser Package
MSL	Mean Sea Level
NCS	Norwegian Continental Shelf
ROV	Remotely Operated Vehicle

3 System description

3.1 General

This blowout scenario analysis (BSA) of blowout frequencies, rates and duration, are based on GL0498 [3] and the following:

- Statistics for blowout and well leak frequencies [2]
- Input from Heisenberg, collected in [4]
- Judgements and considerations in TDI OG FOS SAPT SAF and in dialogue with Heisenberg organisation

Only wells producing some extent of oil are relevant to include in the BSAs as the main purpose of the BSA is to be input to oil spill preparedness and environmental risk analysis. For the same reason, shallow gas and well releases are excluded, due to minimal environmental impact.

3.2 Well specific information

The Heisenberg well is in the North Sea, with coordinates 61°10'15.6228"N and 03°19'07.5724"E (block 35/10). For the drilling, a rig on anchor will be used due to water depth (360 m). The GOR is estimated to 149 Sm³/Sm³. See Table 1 for further details.

Table 1 Relevant data for ERA/oil spill preparedness, Heisenberg

Surface location (coordinates in ED50 datum; UTM 31N)	Latitude: 61°10'15.6228"N (6 782 038m N) Longitude: 03°19'07.5724"E (517 149m E)
Distance to shore (km)	< 100 km
Name of oil (with valid weathering study)	Fram

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Expected oil density at surface conditions (kg/m3)	842
Gas density/gravity (sg)	0,847
Casing or liner design	Liner design (9 5/8") liner
ID of dimensioning casing (if blowout) (inches)	13 3/8" casing – ID: 12,347"
OD of drill string (inches)	5 7/8" DP when drilling 8 1/2" reservoir section
Water depth (m)	360
Estimated time for drilling (month)	Q4 2022
Reference wells/ previous exploration wells in area (last 5 years)? Distances (km)?	35/10-8 Kveikje (8.3 km)

3.3 Assumptions/limitations

The following assumptions are made:

- The rig is operated on anchors
- For capping stack evaluations, the duration and probability for Kveikje&n'Roll are used, as the wells are similar in several aspects
- No casing collapse study, assume a probability of 0.2 for casing collapse
- Drilling in Q4 - assume winter conditions

4 Blowout probabilities and scenarios

Frequency

The Heisenberg well is assumed by the project to be a "normal well", as well as a wildcat well. As the GOR is 149, the well is defined as an oil well. The statistics in [2] gives this type of well a blowout frequency of $1,20 \times 10^{-4}$ per year.

Based on information in Table 6.2 in [2] and an overall evaluation of different scenarios and sort of vessel from the database [1], a probability distribution between surface and seabed releases for a semi-submersible rig on anchor is set to 25 % and 75 % respectively. This results in the following probabilities:

- $P(\text{blowout with surface release}) = 0,25 \cdot 1,20 \cdot 10^{-4} = 0,30 \cdot 10^{-4}$
- $P(\text{blowout with seabed release}) = 0,75 \cdot 1,20 \cdot 10^{-4} = 0,90 \cdot 10^{-4}$

Location of incident

During a drilling operation, a blowout may occur if a reservoir is penetrated while well pressure is in underbalance with the formation pore pressure, and a loss of well control follows. Three different scenarios for exploration drilling are defined:

- Top penetration: Kick and loss of well control after 5 m into the reservoir, typically due to higher reservoir pressure than expected.
- Drilling ahead: Kick and loss of well control after penetration of half the pay zone depth. Represents various causes of underbalance while drilling ahead.
- Tripping: Kick and loss of well control after full reservoir penetration, typically due to swabbing during tripping.

As per [3], the following probabilities are recommended:

- $P(\text{Top penetration} \mid \text{blowout}) = 0,30$
- $P(\text{Tripping} \mid \text{blowout}) = 0,30$

Given the above definition of scenarios:

- $P(\text{Drilling ahead} \mid \text{blowout}) = 1 - P(\text{Top penetration} \mid \text{blowout}) - P(\text{Tripping} \mid \text{blowout}) = 0,40$

Flow path scenarios

Annulus flow path only is recommended for a basic analysis, for a more detailed analysis of blowout scenarios, the following flow path scenarios and probabilities can be applied for all depths, ref [3]:

- Open hole 10 %
- Annulus 80 %
- Drill pipe 10 %

The present BSA is carried out on a basic level, i.e. all blowouts are considered having flow through annulus.

Flow restriction scenarios

A significant number of recorded blowouts experienced varying degree of restrictions such as:

- Almost closed BOP (pipe ram or blind/shear ram)
- Solids blocking the open hole section due to sand aggregation or formation collapse
- Deformed tubulars, including riser, BOP, casing, drill string

Based on [3] a 60/40 % distribution between full and restricted flow is recommended. The flow restriction is modelled as a circular disc on top of the wellhead with the following hole sizes:

- Open hole 2"
- Annulus 1,5"
- Drill pipe 1"

5 Blowout rates

In the tables below, relevant distribution parameters and the originally calculated blowout rates [4] are given, in addition to the weighted blowout rate. The values are given for surface and subsea releases.

Table 2 Blowout rates – initial and weighted

Scenario distribution	Scenario	Restriction	Restriction distribution	Total distribution	Surface		Seabed	
					Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)	Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)
30 %	Top penetration	Open	60 %	0,18	6155	1108	6081	1095
		95 % restr	40 %	0,12	3033	364	3033	364
40 %	Drilling ahead	Open	60 %	0,24	8788	2109	8753	882
		95 % restr	40 %	0,16	3674	588	3674	629
30 %	Tripping	Open	60 %	0,18	9949	1791	9938	1789
		95 % restr	40 %	0,12	3930	472	3930	72
				Total		6431		6408

Thus, the weighted rate for surface and seabed blowouts is 6400 Sm³/d, also giving a total weighted rate of 6400 Sm³/d.

6 Blowout duration, Heisenberg wildcat well

6.1 General

An oil blowout can be stopped by:

- Operator actions – mechanical (*capping*)
- Wellbore collapse and/or rock material plugging the well – (*bridging*)
- Altered fluid characteristics resulting from *water* or *oil coning* during a blowout
- Drilling a *relief well* and pumping kill mud
- For drilling and completion on Central template – use of capping stack

6.2 Blowout stopping mechanisms

6.2.1 Operator action [5]

Capping (without capping stack) is an operator action involving closing off the flow from the wellbore at the mudline, rather than downhole, using equipment available on the installation. This is either a mechanical shut-in of the well or killing the well with various types of mud and cement.

Depending on the type of operation, capping can involve closing one or more valves in the well's permanent barrier system, such as:

- one of the BOP valves
- valves in the Xmas tree
- valves in the drill or operation string
- downhole valves. This could be a possibility, for example, if one of the causes of the blowout was a failure in the valve's control system which subsequently proves to be repairable.

The ability to run a work string or having one already in place is a precondition for pumping mud down the well. A distinction can be made between hydraulic or dynamic killing. In the first case, a heavy mud is used which provides sufficient hydrostatic pressure to stop the flow from the reservoir. Dynamic killing involves circulating mud in the well at high pumping rates, so that the frictional pressure loss makes a substantial contribution to the counterpressure against the reservoir. A killing operation can also be a combination of these two methods.

Bullheading is another approach. In principle, this involves pumping liquid at high rates and under high pressure through the BOP's choke and kill lines. That presses the formation fluid back into the formation and eventually fills the well with sufficiently heavy kill mud. This method consequently again requires the ability to pump with sufficient rates and pressure to drive more mud into the well. Cement can be used in a kill process either by filling all or part of the well with this material, in the same way as with a kill mud, or by driving cement slurry into the formation.

6.2.2 Bridging [5]

Bridging is a natural mechanism which cause the wellbore to collapse or the well is plugged or filled up with produced sand, unconsolidated material or formation fragments.

Bridging is a collective term for mechanisms which alter downhole conditions so that the flow ceases. The following can be distinguished:

1. Accumulation of unconsolidated material in the well to block the flow.
2. Well collapse
3. Formation of a hydrate plug in the flow path.

Unconsolidated materials can derive from sand accompanying formation fluid out of the reservoir (sand production) or be loosened from the well walls by the production flow or as a result of stress changes in the formation surrounding the well. Relatively unconsolidated sandstone reservoirs with good permeability can give rise to substantial sand production. Depending on flow rates, the sand can accumulate over time in the well to restrict and eventually halt the flow. If blowout rates are high, however, the sand will accompany the oil stream out of the well. A combination of a brittle formation, friction from the fluid flow along the well wall and stress changes in the well wall could cause formation fragments large and small to flake off and plug the well. Should the drainage of formation fluid during a blowout cause formation pressure to fall to a level below the formation's collapse gradient, the well may collapse or implode. The flow will then be sharply reduced or cease completely.

Factors which could contribute to well collapse include:

- high flow rates which yield rapid drainage of the reservoir and pressure drop
- a small reservoir or poor communication between various reservoir areas, which gives rapid pressure drop per unit volume of liquid drained
- a high collapse gradient (loosely consolidated formation).

6.2.3 Coning [5]

If gas or water coning is a relevant mechanism in a well, this phenomenon could convert a blowout which initially conducts oil to the surface into a pure gas and/or water discharge. Three phases lie one above the other in the reservoir – gas on the top, water at the bottom and oil in between. The thickness of these layers and the extent to which all are present vary from reservoir to reservoir. When producing from the oil layer, a local pressure reduction arises in that part of this zone which is closest to the well. Depending on such factors as:

- thickness of the oil layer
- viscosity of the oil
- reservoir flow properties horizontally compared with vertically

- production rate, the interface between the three fluid layers during production will differ from the original in the vicinity of the well.

The water phase is pulled up and the gas phase down. With vertical wells, these changes form cones centred in the well. That increases water and/or gas cuts during oil production. Concern about water/gas coning could govern the design of the well path for producers and subsequently the actual production process. Production from an oil layer could convert entirely in this way to water or gas output. Water and gas coning could thereby be a mechanism which halts uncontrolled oil flow during a blowout.

6.2.4 Drilling a relief well [5]

A relief well will be spudded where it is difficult for various reasons to conduct effective kill measures from the rig. This is drilled in towards the bottom of the blowing well. If effective communication can be established between the two wells, control could be restored over the blowout with the aid of dynamic and hydraulic kill methods.

6.2.5 Capping stack [3]

A capping stack can be considered as a contingency BOP which is launched from one or more vessels, lowered, and installed on the BOP or wellhead of the blowing well. Clearance operations to remove equipment and debris from the BOP or wellhead may be necessary before the installation. When the capping stack is successfully installed, the capping stack blind rams are closed to stop the blowout.

Depending on the scenario, two installation methods may be used: vertical or offset installation. Vertical installation is comparable to installation of a subsea BOP. An important difference is that when installing the capping stack, the marine operation and closure of the BOP is disturbed by the flowing well, both at the wellhead and on the surface. Vertical installation is carried out using one vessel positioned directly above the well. Conditions that may challenge vertical installation include shallow waters, high gas rate, limited sea current.

If dictated by the scenario, in particular disturbance from the blowout plume, offset installation will be applied. Offset installation is carried out using the offset installation carrier to position the capping stack on the blowing well. This is done in combination with two vessels towing the carrier with the capping stack subsea on tensioned wires from both vessels and additional equipment used to manoeuvre the stack in position, including concrete dead man's anchors (DMAs). Offset installation is generally considered more complex and time consuming than vertical installation of the capping stack.

6.3 Background for duration calculations

6.3.1 Historical data

In [2], the Sintef database for blowouts [1] are treated statistically. In addition to frequencies, also durations are collected and treated. The results of this are used for the following duration calculations.

The probability distribution of the duration of a possible blowout is derived by way of the approach utilised in [2]. Water and oil coning are not considered in the assessment. Historical data for establishing distributions for stop mechanisms active measures from rig and bridging are found in tab.4 in [2] (updated annually):

Table 3 Weibull parameters for calculating duration of blowout

	α	β	Asymptote
Bridge	0,70	6,00	0,63
CapTopside	0,70	2,30	0,53
CapSubsea	0,70	6,00	0,45
ReliefWell ¹	15	80	1

$T_{\text{ReliefWell}}$ is uniformly distributed between α and β , while $T_{\text{bridge}}/T_{\text{capping surface}}/T_{\text{capping Subsea}}$ has Weibull distributions. Note that for Relief well and Capping stack, specific input values are used (Table 4 and Table 5).

6.3.2 Duration of surface releases [3]

An important assumption in the analysis of blowout duration is that the surface blowout scenarios has a maximum duration of 28 days due to use of a DP rig. In case of a blowout from a well drilled by a DP rig, the crew will either try to cap the blowout from the rig, or disconnect the LMRP and drive off location, or abandon the rig, which will either result in a fire/explosion, a drift-off situation (DP system deactivated) or that the riser/rig is released from the wellhead by ROV intervention. The surface release may also stop before 28 days due to bridging.

Either way the surface release can be assumed to end within 28 days, where the blowout will either seize or transition to a Subsea release. The probability of surface blowouts lasting longer than 28 days is low and combining this with the consideration that the surface scenario probability is only 10 % and that only a fraction of these scenarios will transition to Subsea, the risk contribution related to continued flow on the Subsea is considered negligible and well covered by the 90 % Subsea release scenario

This assumption is likely to be relevant for rigs on anchor also, but the methodology is not verified for such a scenario yet.

6.4 Duration of the blowout

6.4.1 Estimation of relief well duration

Well specific input about time to drill a relief wells is given by the project and presented in Table 4. One assumption in the assessment of blowout duration is that one relief well is sufficient to kill the well. Also, the relief well is assumed to drill into a horizontal well. Need for a second relief well would require a re-evaluation.

Table 4: Time to drill a horizontal relief well (days)

	Min ^{*)}	Most likely	Max	Comments
1- Decision to mobilize	0,5	1	2	Same numbers as used for Kveikje n'Roll exploration well
2- Mobilization of rig, including: collection of equipment/rearmament, transit, anchoring and preparation	4	8	12	Same numbers as used for Kveikje n'Roll exploration well
3- Drilling down to the specific depth	11	15	19	Drill 3 sections in overburden and 8 ½" section for killing operation

¹ $T_{\text{ReliefWell}}$ is uniformly distributed between α and β , while $T_{\text{bridge}}/T_{\text{capping surface}}/T_{\text{capping seabed}}$ has Weibull distributions

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

	Min ¹⁾	Most likely	Max	Comments
4- Geo magnetic steering into the well ²	7	12	20	Value for vertical well
5- Killing of well	1	2	5	
Sum	23,5	38	57	

¹⁾ Min case is based on local rig available. Availability is currently uncertain.

6.4.2 Capping stack input

Based on the information provided by the project, the values applicable for use of capping stack on the Heisenberg well are the same as for the Kveikje & n'Roll well [6], except for the probability of casing collapse where 0,2 is used instead of 0,05, as no casing collapse study has yet been carried out. For other assumptions, see ch. 3.3. Thus, using the values in Table 5 and App. A (from the Kveikje & n'Roll BSA [6]) and the methodology presented in App. A in [3], the probability of successfully stopping the blowout by use of capping stack is 41 %. Vertical or offset capping stack will be used, with 60 % likelihood for vertical and 40 % for offset capping stack.

The duration of the different parts of a vertical capping stack installation for the Heisenberg capping operations are given in the tables below. Grey cells are default values (as in App. A), and these are originally based on expert judgement from the discipline ladder and several capping stack workshops for exploration wells. Neither number of days or the probabilities listed in App. A are exact values but a best estimate. Since several factors are added to give a statistical distribution, inaccuracies in single value do not affect the total result in a significant way.

Bad weather conditions can lead to delays and decrease the probability of success for landing the capping stack. Water depth and sea current also affects the success.

Table 5 Vertical capping stack - duration for the different time steps for the different activities related to the cap&contain operation. Grey values are assumed well independent and based on North Sea wells

Part	Description	Vertical lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Decision	Time lost before mobilization is started		1	1	1
Mobilization	Equipment and resource set-up, parts and personnel transportation, ready for deployment from shore Justification: <i>Generic North Sea</i>		8	10	14
Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation (typically, 1-3 days for the NCS). Justification: <i>Generic North Sea</i>		1	2	3

² default values for horizontal/vertical wells (in order of appearance) are provided based on expert judgement. An argument must be provided for alterations in these numbers.

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Part	Description	Vertical lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Additional time for debris clearance	Time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization, and deployment (LMRP disconnect successful). Justification: <i>Generic North Sea</i>	P(add time) = 2 %	2	2	2
Stack installation	Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well - Transit stack to WH/BOP - Connect - Shut in well Justification: <i>Generic North Sea values</i>		Hours a) 8 b) 1 c) 8	Hours a) 12 b) 1,5 c) 8	Hours a) 24 b) 2 c) 8
Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g. mobilization and fabrication, weather, vessel availability, position control and coordination/collaboration during subsea mooring, equipment failure (ROV, carrier, mooring wires, air supply systems, debris), operational failures (communication, sim ops 2+ vessels) Justification of probability: <i>Well will be drilled during Q4</i>	P(winter) = 10 %	2	3	5

Table 6 Offset capping stack - duration for the different time steps for the different activities related to the cap&contain operation. Grey values are assumed well independent and based on North Sea wells

Part	Description	Offset lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Decision	Time lost before mobilization is started		1	1	1
Mobilization	Equipment and resource set-up, parts and personnel transportation, ready for deployment from shore		14	18	28
Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation (typically, 4-6 days for the NCS) Justification: <i>Generic North Sea values</i>		2	4	6
Prepare offset installation system	Plan subsea layout, establish wet storage area (mooring corridors, dead man anchors etc.), typically 15 runs. Restrict to additional time beyond mobilization and deployment. Justification: <i>Generic North Sea values</i>		2	3	4
Set up offset installation system	Deploy equipment in wet storage area and set up offset installation system (3 x DMA installations, air systems using wires/tug lines between two boats). Sensitive weather conditions (through splash zone). Justification: <i>Generic North Sea values</i>		3	4	8
Additional time for debris clearance	Time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization, and deployment (LMRP disconnect successful).	P(add time) = 2 %	2	3	4

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Part	Description	Offset lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Stack installation	Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well 7a. Transit stack to WH/BOP 7b. Connect 7c. Shut in well Justification: <i>Generic North Sea values</i>		Hours a) 24 b) 8 c) 8	Hours a) 27 b) 12 c) 8	Hours a) 36 b) 24 c) 8
Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g. mobilization and fabrication, weather, vessel availability, position control and coordination/collaboration during subsea mooring, equipment failure (ROV, carrier, mooring wires, airs supply systems, debris), operational failures (communication, sim ops 2+ vessels) Justification: <i>Generic North Sea values, drilling in Q4</i>	P(delay winter) = 15 %	2	5	20

6.4.3 Calculated blowout duration (including capping stack)

The probability distribution in Table 7 is constructed by a combination of the well specific input on capping stack installation and relief well drilling together with probabilities that a blowout will end by the mechanisms capping and bridging.

Table 7 Probability distribution for a blowout to end as a function of time (days), detailed

Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout	Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout
1	34,8 %	25,1 %	21	2,7 %	8,1 %
2	12,8 %	11,1 %	28	1,3 %	1,6 %
5	16,8 %	17,3 %	35	2,4 %	4,0 %
7	5,1 %	6,3 %	42	11,8 %	9,9 %
10	4,4 %	6,0 %	49	4,9 %	3,4 %
14	3,2 %	7,2 %	56	0,1 %	0,1 %

Table 8 Weighted duration, including capping stack

Surface				Seabed			
Group no	Duration group	Grouped weighed duration	Grouped weighed probability	Group no	Duration group	Grouped weighed duration	Grouped weighed probability
1	1 to 2 days	1,27	48 %	1	1 to 5 days	2,5	53 %
2	5 to 10 days	6,23	26 %	2	7 to 21 days	13,6	28 %
3	14 to 42 days	33,54	21 %	3	28 to 42 days	38,8	16 %
4	49 days	49,00	5 %	4	49 days	49,0	3 %
5	56 days	56,00	0 %	5	56 days	56,0	0,1 %
Sum weighted surface			11,8	Sum weighted seabed			12,8

As presented in Table 7, the maximum blowout duration is 56 days, while Table 8 indicates a weighted duration of 12 and 13 days for surface and subsea releases respectively. In Figure 1 and Figure 2 the blowout probabilities and duration are illustrated.

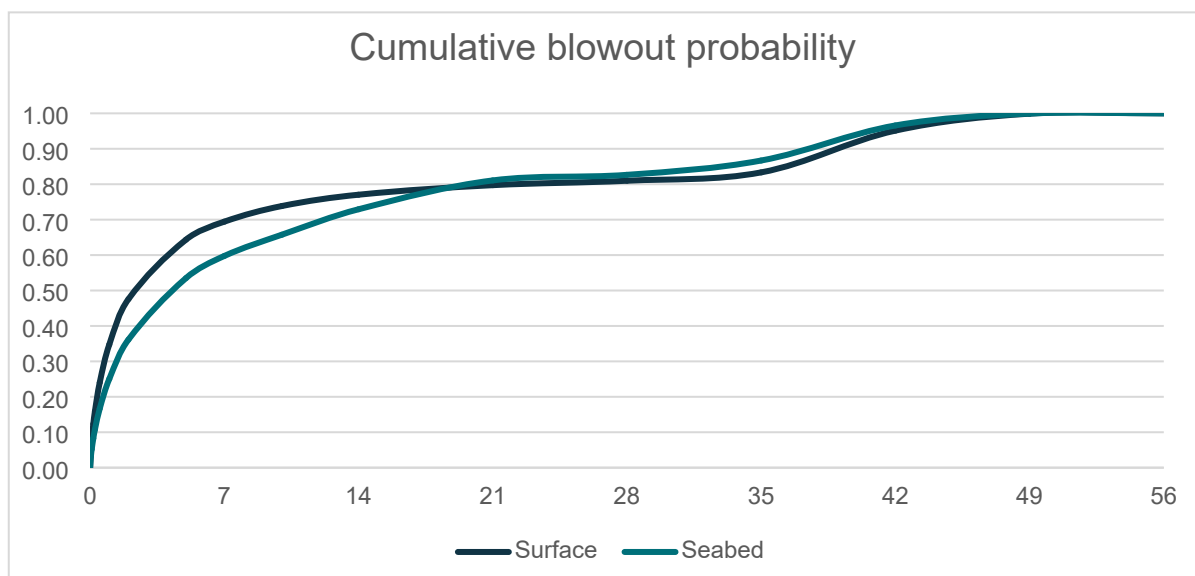


Figure 1 Blowout duration described by cumulative distributions, including capping stack

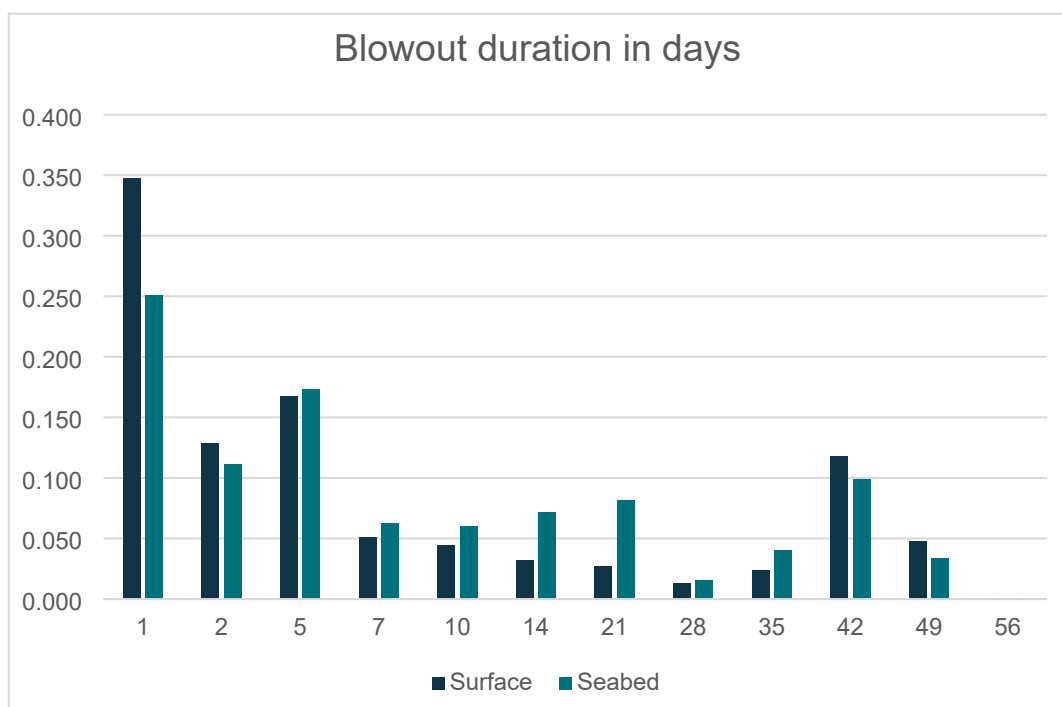


Figure 2 Blowout duration described by probability distributions, including capping stack

7 **Uncertainties**

This report is based on statistical values from [1]. These values are studies and treated in [2]. The blowout frequency is thus a statistical value but assumed to give a rather correct range of the expected blowout frequency.

Rate calculations are assumed correct based on present knowledge. Some values are estimated values and the uncertainty in the final result due to these estimates is considered small.

8 **Summary**

Blowout frequency, rates and durations are calculated, and estimates are given. For Heisenberg 35/10-9 wildcat well, the blowout frequency is judged to be $1,20 \times 10^{-4}$ per year. The weighted blowout rate is 6400 Sm³/d.

It is found that the duration of a blowout could potentially amount to 56 days with less than 1 % probability. The weighted blowout duration is 12 and 13 days for surface and subsea releases respectively.

9 **References**

- [1] Sintef: "Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2021", Dok.nr. 2021:00131, Final rev., Jan 2022
- [2] Vysus: "Blowout and Well Release Frequencies – based on Sintef Offshore Blowout Database 2021", report 19101001-8/2021/R3, Final, April 2022
- [3] Equinor: GL0498 "Guideline for Blowout Scenario Analysis as input to Environmental Risk Analysis" rev.2
- [4] Information from the Heisenberg project in "BSA input"
- [5] NOROG: "Guidance on calculating blowout rates and duration for use in environmental risk analyses", 2014
- [6] "Blowout scenario analysis NO 35/10 – Kveikje & n'Roll", B. Røiland Stiegler, Sept.2021

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Appendix A Probabilities related to use of capping stack

The table below is the result of a capping stack workshop with mainly relevant project personnel and the discipline ladder. It shows the probability for the different aspects of the use of capping stack. Grey cells are set default values for capping stack operations.

Blue and green cells are calculated values. The value in the green cell is used as input in the duration calculation.

Success, P(capping stack)		0,4146
P(blowout not through WH/BOP)		0.3
P(outside spec)		0,1585
P(outside technical spec)	The technical spec has limitations like - water depth > 12500 ft/3810 m - max wellhead pressure (15K psi / ca 1000 bar) - GOR (liquid rate 15900 Sm ³ /d with GOR 356)	0.01
P(outside operational window)	Capping operation not undertaken due to restrictions related to environmental conditions, blowout rate and medium (uplift forces from flowing well) and vessel capabilities. E.g. · Water depth · Weather · Sea current · Vessel condition · Blowout flow rate · Blowout medium composition (GOR) <i>(Justification of value: Harsh weather in periods, low GOR, water depth 800 m -> assume generic value of 0,15)</i>	0.15
P(Landing point not available)		0.0685
P(damaged landing points)	Most likely cause is failure of emergency disconnect to LMRP in case of loss of position	0.03
P(tilted wellhead)		0.03
P(no access)	The probability of this scenario is low and could be excluded if there are not specific conditions that suggest otherwise (e.g. subsea installations) makes installation impossible even after debris clearance.	0.01
P(failed operation)		0,2444
P (Failed operation vertical)		0,2159
P(vertical)	The probability of vertical installation, P(vertical) should be based on well specific evaluations on the most probable installation method based on e.g. surface conditions (plume, induced currents, water depth). <i>(Justification of value: Sitka well is at 800 m water depth -> offset not applicable)</i>	0.6
P(inflct critical damage to landing point vertical)	The probability of damaging landing point (connectors, wellhead/BOP) during the deployment and installation phase is dependent on the type of installation method. The probability of this occurring during vertical installation is low and comparable to BOP installation.	0.01
P(failed well integrity)	The probability of failed well integrity during the capping stack installation (i.e. blowout outside casing) is studied in the well planning phase (casing collapse study) and should be based on well specific input. <i>(Justification of value: Not HPHT well, standard design, no casing collapse study, probability a little high)</i>	0.2
P(capping blind shear ram not sealing)	Given inside spec, the probability of the blind shear ram not sealing is low and is not accounted for in the model.	0.01
P (Failed operation offset)		0.2872
P(offset)	(max water depth 600 m)	0.4
P(inflct critical damage to landing point offset)	The probability for damaging the landing point during offset installation is less compared to vertical installation method. However, overall operations prior to landing capping stack is more complex than vertical.	0.1



VEDLEGG B

Sesongvis miljørisiko

I figurene nedenfor er miljørisiko presentert sesongvis for vinter (Figur B1-B3), vår (Figur B4-B7) og sommer (B8-B10) gitt en utblåsning på Heisenberg. Fisk (tobis) er kun tatt med i samlefigurene ettersom det er ingen endring gjennom året og matrisen presentert i hoveddelen av rapporten er representativ.

Vinter

Vintersesong	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Havhest(Nh)	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)			80,8 %					
Liten (3)			14,2 %					
Moderat (4)			3,7 %					
Alvorlig (5)			1,2 %					
Svært Alvorlig (6)			0,1 %					
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur B1 Miljørisiko (vinter) for sjøfugl/sjøpattedyr som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0120 % pr operasjon (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatrisen.

Vintersesong	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Strandfauna	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)			21,9 %					
Liten (3)			33,2 %					
Moderat (4)			26,8 %					
Alvorlig (5)			9,7 %					
Svært Alvorlig (6)			6,1 %					
Stor (7)			1,9 %					
Katastrofal (8)			0,5 %					
Ekstrem (9)								

Figur B2 Miljørisiko (vinter) for strandfauna som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0120 % pr operasjon (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatrisen. Bidrag med frekvenser lavere enn 10^{-6} er ikke markert med symbol.

	SANNSYNLIGHET / returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Ofte en en gang hvert 1,5 år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		<10-5	10-5 - 10-4	10-4 - 10-3	10-3 - 10-2	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
IMPACT	1/ Ubetydelig								
	2/ Ubetydelig			F					
	3/ Liten								
	4/ Moderat								
	5/ Alvorlig	S							
	6/ Svært Alvorlig								
	7/ Stor	K							
	8/ Katastrofal								
	9/ Ekstrem								

Figur B3 Miljørisiko (vinter) for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Kun frekvenser over 10^{-6} nivå er inkludert.

Vår

Vårseong	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Havsule	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)			65,5 %					
Liten (3)			18,4 %					
Moderat (4)			10,0 %					
Alvorlig (5)			5,1 %					
Svært Alvorlig (6)			1,0 %					
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur B4 Miljørisiko (vår) for sjøfugl/sjøpattedyr som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0120 % pr operasjon (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatriksen.

Vårseong	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Strandfauna	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)			30,2 %					
Liten (3)			27,2 %					
Moderat (4)			24,5 %					
Alvorlig (5)			9,6 %					
Svært Alvorlig (6)			6,6 %					
Stor (7)			1,6 %					
Katastrofal (8)			0,3 %					
Ekstrem (9)								

Figur B5 Miljørisiko (vår) for strandfauna som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0120 % pr operasjon (wildcat

	SANNSYNLIGHET / returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Ofte en en gang hvert 1,5 år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		<10-5	10-5 -10-4	10-4 -10-3	10-3 -10-2	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
IMPACT	1/ Ubetydelig								
	2/ Ubetydelig			F					
	3/ Liten								
	4/ Moderat								
	5/ Alvorlig								
	6/ Svært Alvorlig	S							
	7/ Stor	K							
	8/ Katastrofal								
	9/ Ekstrem								

Figur B6 Miljørisiko (vår) for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Kun frekvenser over 10^{-6} nivå er inkludert.

Sommer

Sommersesong	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Havsule	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)			68,7 %					
Liten (3)			18,9 %					
Moderat (4)			8,8 %					
Alvorlig (5)			3,5 %					
Svært Alvorlig (6)			0,1 %					
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur B7 Miljørisiko (sommer) for sjøfugl/sjøpattedyr som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0120 % pr operasjon (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatriksen.

Sommersesong	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Strandfauna	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)			35,6 %					
Liten (3)			23,3 %					
Moderat (4)			20,6 %					
Alvorlig (5)			11,3 %					
Svært Alvorlig (6)			8,2 %					
Stor (7)			0,8 %					
Katastrofal (8)			0,1 %					
Ekstrem (9)								

Figur B8 Miljørisiko (sommer) for strandfauna som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0120 % pr operasjon (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatrisen. Bidrag med frekvenser lavere enn 10^{-6} er ikke markert med symbol.

	SANNSYNLIGHET / returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Oftere en en gang hvert 1,5 år
		< 0,001%	0,001-0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		<10-5	10-5 -10-4	10-4 -10-3	10-3 -10-2	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
IMPACT	1/ Ubetydelig								
	2/ Ubetydelig			F					
	3/ Liten								
	4/ Moderat								
	5/ Alvorlig	S							
	6/ Svært Alvorlig	K							
	7/ Stor								
	8/ Katastrofal								
	9/ Ekstrem								

Figur B9 Miljørisiko (sommer) for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) som følge av utblåsning fra leteboring på Heisenberg. Kun frekvenser over 10^{-6} nivå er inkludert.



Om DNV

Vi er et globalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering med tilstedeværelse i over 100 land. Vårt formål er å sikre liv, verdier og miljøet. Med vår unike tekniske ekspertise og uavhengighet bistår vi våre kunder med å forbedre sikkerhet, effektivitet og bærekraft.

Enten vi godkjenner et nytt skipsdesign, optimerer energiproduksjonen fra en vindmøllepark, analyserer sensordata fra en gassrørledning eller sertifiserer verdikjeden til en matprodusent, hjelper vi våre kunder med å ta gode og riktige beslutninger og øke tilliten til virksomheten, produktene og tjenestene deres. Verden er i endring. Vi kan påvirke utviklingen. Sammen skal vi takle de globale utfordringene og omstillingene vi vil møte.