

En analyse for Equinor ASA



GODKJENNINGSTABELL

Rapporttittel: Stokastisk oljedriftsimulering, miljørisikoanalyse og beredskapsanalyse for produksjonsaktivitet på Gudrun	
Kunde: Equinor ASA	Kundekontakt: Are Børjesson
Utført av: Christophe Bernard Anders Bjørgesæter	Signatur:  Anders Bjørgesæter
Kontrollert av: Julie Damsgaard Jensen	Signatur: 
Versjon: VERSJON-02	Dato: 28.10.2019
Aconas prosjektnummer: 820244	
Referer til denne rapporten som: Acona AS 2019. Stokastisk oljedriftsimulering, miljørisikoanalyse og beredskapsanalyse for produksjonsaktivitet på Gudrun. En analyse for Equinor ASA. Versjonsdato: 28.10.2019. Aconas prosjektnummer: 820244. www.acona.com.	

VERSJONSHISTORIKK

Versjon / Dato	Beskrivelse av endring:
VERSJON-01 23.10.2019	Utkast til kunden, for gjennomlesning og tilbakemelding
VERSJON-02 28.10.2019	Endelig versjon.

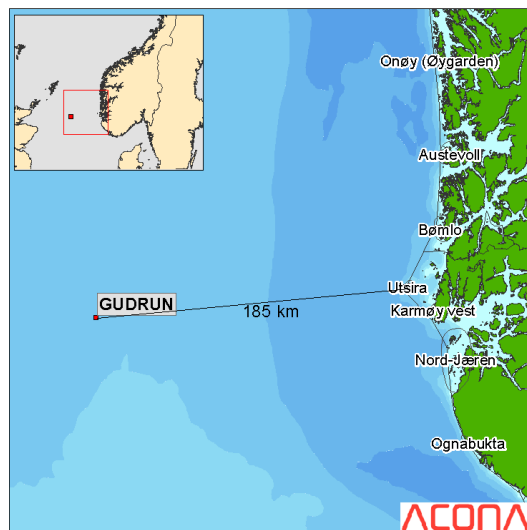
Teknisk sammendrag av miljørisiko- og beredskapsanalyse for Gudrun

Acona AS har gjennomført miljørisiko- og beredskapsanalyse for Gudrunfeltet i Nordsjøen. Analysene er utført i samsvar med styringsforskriften (paragraf 17), metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) og veiledning for miljørettede beredskaps-analyser. Analysene baserer seg på stokastiske oljedriftsimuleringer utført i henhold til Beste Praksis for oppsett og utførelse av oljedriftsimuleringer til bruk i standard miljørisikoanalyser og forutsetninger lagt til grunn i BarKal-verktøyet distribuert via NOFO planverk.

Gudrun ligger i Nordsjøen om lag 23 km vest for Ivar Aasen, på ca. 110 m havdyp (Figur 1). Feltet ble påvist i 1975 og produksjonen startet i 2014. Reservoarene inneholder olje og gass i Draupneformasjonen og gass i Huginformasjonen. Gudrun er koblet til Sleipner A-innretningen gjennom to rørledninger; en for olje og en for gass. Feltet er bygd ut med en bunnfast innretning.

Oljeutslipp fra aktiviteten på feltet kan skyldes ulike årsaker. Det er utført miljørisikoanalyser i år med høy aktivitet og i år med normal aktivitet for følgende definerte fare- og ulykkeshendelser (DFU-er):

- Utblåsninger (DFU 1 og 2)
- Uhellsutslipp fra rørbrudd (DFU 3)



Figur 1 Utslippspunkt for analyse på Gudrun med avstand til kysten.

Gudrun råolje er karakterisert av SINTEF 2019. Det er en lett parafinsk råolje med en tetthet på 0,810 kg. Oljen har et lavt asfalten- og voksinnhold sammenlignet med andre norske råoljer. De første timene etter et utslipp vil emulsjonen ha relativt lav viskositet, som raskt (1-12 timer avhengig av vindforhold) vil forme en stabil emulsjon med høyt vanninnhold (opptil 80%), noe som øker volum og viskositet på utslippet betraktelig. Oljen er godt egnet for både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering.

Sannsynligheten for en utblåsning er beregnet til 1,2E-03 per år (0,0012 %) for år med høy aktivitet mens den er beregnet til 4,4E-04 per år (0,00044%) for år med normal aktivitet. Sannsynligheten for uhellsutslipp ved rørbrudd er beregnet å være 4,87E-04 (0,00049%) per år.

Feltspesifikke akseptkriterier relaterer seg til miljørisiko per år. Equinors feltspesifikke akseptkriterier for miljørisiko for ulik miljøskade i forbindelse med produksjonsaktivitet er:

- | | |
|-------------------------------------|-------------|
| • 1 mindre miljøskade per 50 år | (1/2,0E-02) |
| • 1 moderat miljøskade per 200 år | (1/5,0E-03) |
| • 1 betydelig miljøskade per 500 år | (1/2,0E-03) |
| • 1 alvorlig miljøskade per 2000 år | (1/5,0E-04) |

Hvilket område vil bli berørt av en oljeutblåsning fra Gudrun?

Avstand til land fra referansepunktet for feltet er ca. 185 km, til Utsira eksempelområde for oljevern nord i Rogaland. Avstanden til Karmøy vest, som er neste eksempelområde for oljevern, er ca. 200 km.

Ved stokastiske oljedriftssimuleringer kan man definere influensområder. Dette er et statistisk bilde av den romlige fordelingen av olje basert på de enkelte oljedriftssimuleringene. Området beregnes ved at man legger de enkelte oljedriftene oppå hverandre og trekker ut alle kartruter som har mer enn 5 % sannsynlighet for å bli truffet av olje over en gitt grenseverdi. Grenseverdiene for sjøoverflaten (sjøfugl og sjøpattedyr) og kysthabitat er 1 tonn olje per 10×10 km kartrute og grenseverdien for vannsøylen (fiskeegg og – larver) er 100 ppb total oljekonsentrasjon.

Oljedriftssimuleringene for utblåsning i høyaktivitetsår (DFU-1) og utblåsning i normalaktivitetsår (DFU-2) gir noe ulike resultater i influensområder og strandingsstatistikk hvor DFU-1 har de største områdene, med unntak av vannkolonnen der rørbrudd (DFU 3) gir størst influensområde.

Influensområdene gitt en sjøbunnsutblåsning av olje på sjøoverflaten varierer lite med sesong og strekker seg, i år med høy aktivitet, fra ytre deler av indre Oslofjord, via nordvestkysten av Danmark, vestover til østkysten av Shetland og nordover opp forbi Frøya (Figur 2). Avstanden fra brønnen til område med 50% sannsynlighet for treff av olje er omtrent 140 kilometer i sørøstlig retning for utblåsninger, avhengig av sesong. I vannsøylen er influensområdet størst for rørbrudd, hvor et område på opptil ca. 50 km fra utslippspunktet kan ha oljekonsentrasjoner over 100 ppb. Utblåsning i år med høy aktivitet har størst influensområde for strandlinjen med kartruter lokalisert langs kysten fra Skagerrak til Trøndelag.

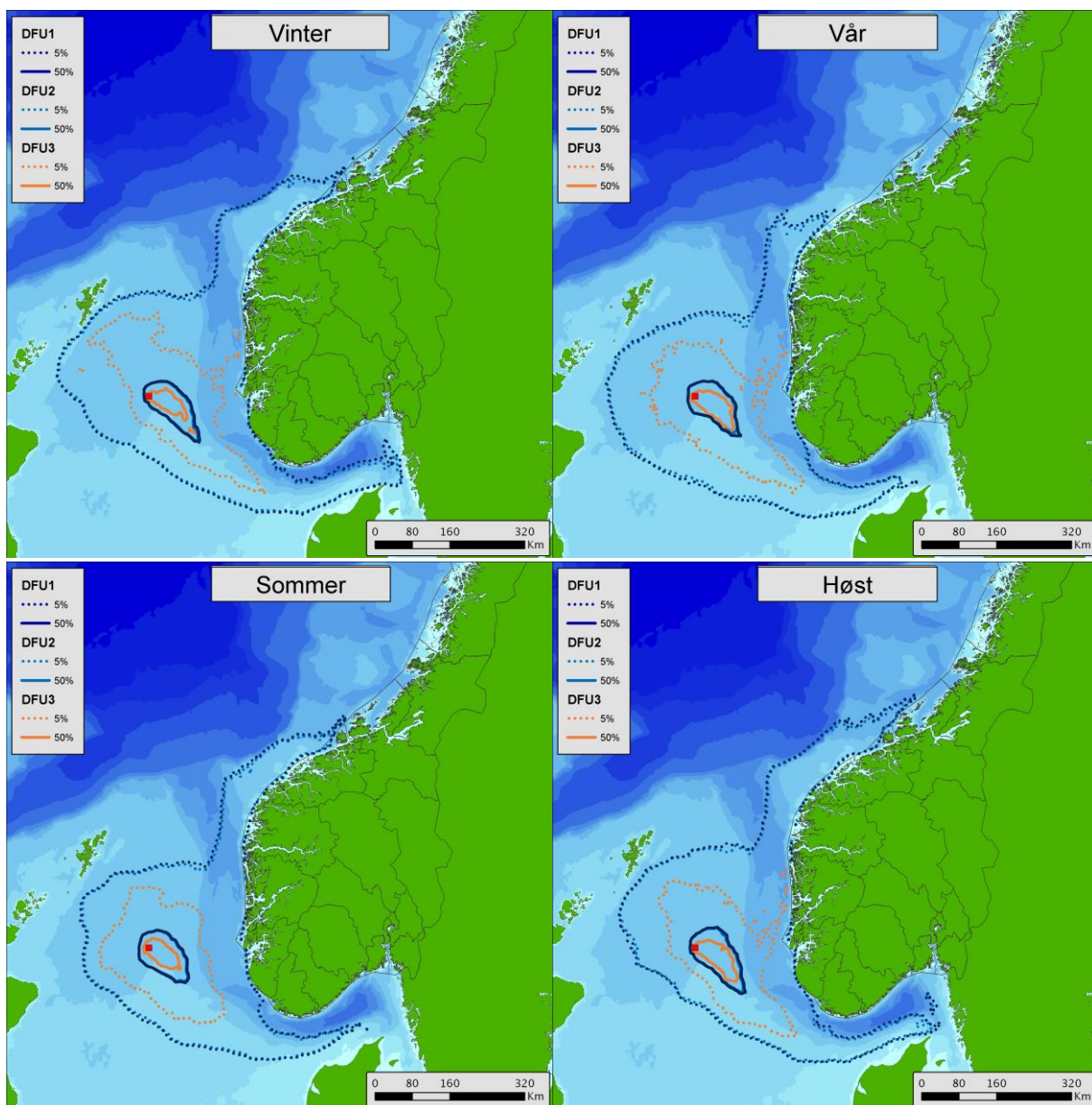
Høyeste strandings sannsynligheter, gitt en utblåsning i år med høy aktivitet, representert ved 95-persentilen, beregnes om vinteren, med 36,8 %. Korteste drivtid, på 11,5 dager er fra en utblåsning om vinteren og størst mengde strandet oljeemulsjon beregnes for en utblåsning om sommeren med 2 949 tonn.

Fire av NOFOs eksempelområder for oljevern har mer enn 5% sannsynlighet for stranding og kortere enn 20 dagers drivtid. Høyeste strandings sannsynligheter og kortest drivtid er beregnet for Ytre Sula representert med 25,3 % sannsynlighet om vinteren og med drivtid på 16,5 dager om høsten. Av eksempelområdene, er det beregnet størst mengde strandet emulsjon for Onøy, ved en utblåsning om høsten (572 tonn) i år med høy aktivitet.

Metode Det er utført et statistisk representativt antall oljedriftsberegninger for utslippsrater fra 200 opp til 6400 m³/døgn for utblåsninger fra feltet. Det er benyttet utblåsningsvarigheter fra 2 døgn opp til 84 døgn.

For rørbrudd er det simulert oljedrift med samme metodikk.

Oljedriftsmodellen OSCAR (versjon 10.0.1) er benyttet med 4×4 km 3D strømdata (døgnmiddel) og 10×10 km vinddata (hver 3. time) for perioden 2007 -2016.



Figur 2 . Influensområder for sjøoverflaten for de ulike DFU-ene ved Gudrun. Influensområdene er vist med stiplede linjer (mer enn 5 % sannsynlighet for olje over grenseverdien) og konturen for 50 % er vist med heltrukne linjer. Alle sannsynlighetene er betinget at en utblåsning har funnet sted. DFU 1 – utblåsninger i år med høy aktivitet, DFU 2 – Utblåsninger i år med normal aktivitet, DFU 3 – rørbrudd.

Hvilke miljøkonsekvenser kan en utblåsning fra letebrønnen gi?

De beregnede miljøkonsekvensene fra alle DFU-er er generelt lav og hovedsakelig knyttet til pelagisk sjøfugl, som har høyest beregnet miljøskade og tilhørende miljørisiko gjennom året. Miljørisikoen er innenfor Equinors operasjonsspesifikke akseptkriterier for alle undersøkte VØKer i alle sesonger.

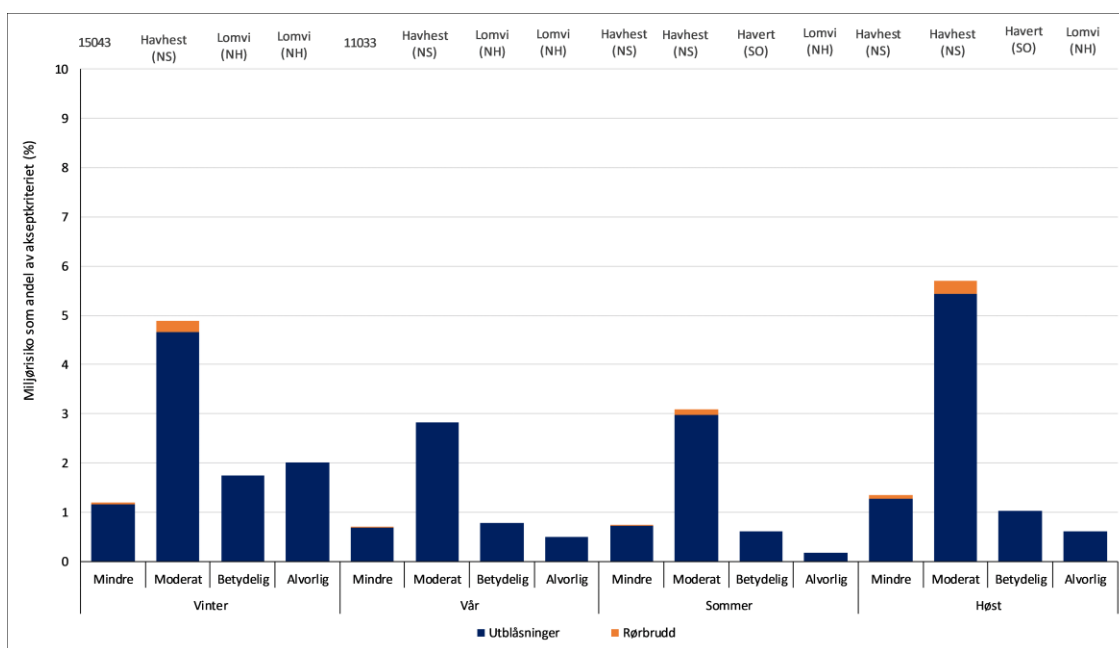
Høyest beregnet sannsynlighet for skade er beregnet for havhest i Nordsjøen. Det gjelder for hele året, med størst sannsynlighet for skade om høsten; 23%. Det beregnet for skadekategori moderat (1-3 års restitusjonstid). Tilhørende miljørisiko er 5%. Høyeste sannsynlighet for alvorlig skade (>10 års restitusjonstid) er 1%, med tilhørende miljørisiko på 2%. Det er beregnet for lomvi i Norskehavet om vinteren.

Figurene 3 og 4 viser summert miljørisiko for utblåsninger og rørbrudd for henholdsvis år med høy aktivitet og år med normal aktivitet.

Metode: Populasjonstap, miljøskade og miljørisiko er beregnet vha. den skadebaserte delmetodikken i MIRA (Metode for miljørettet risikoanalyse).

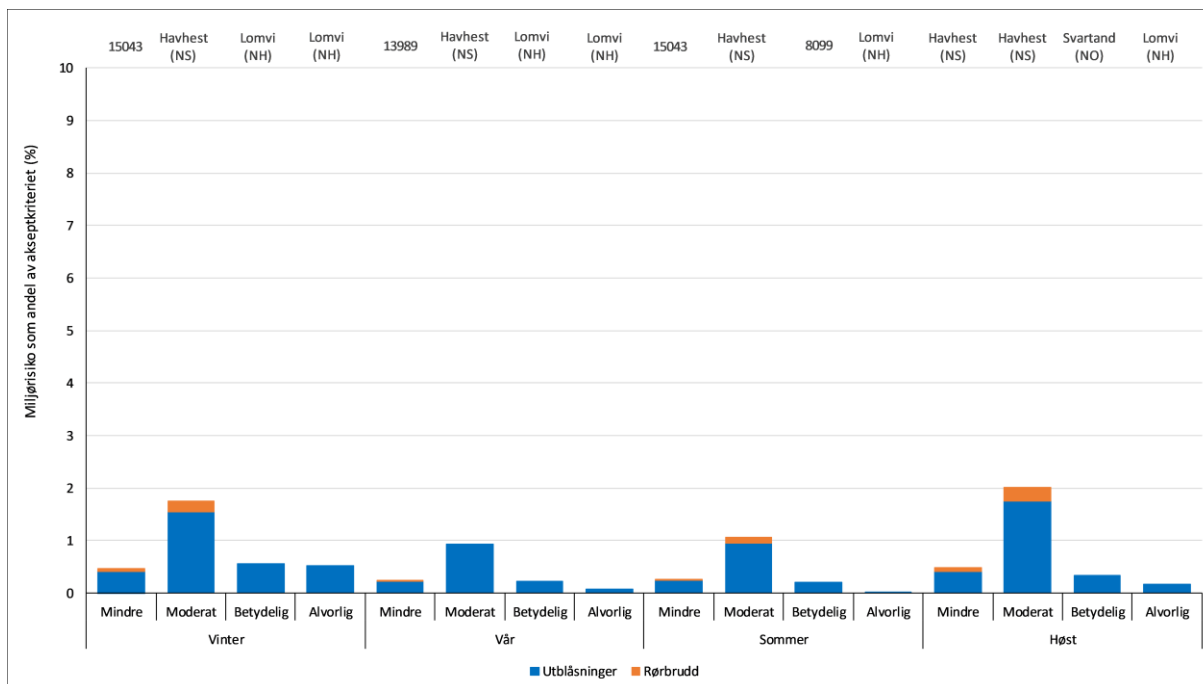
Det er analysert på ulike datasett som beskriver forekomsten av sjøfugl, sjøpattedyr, fisk og strandhabitat i området.

Hovedkilden til datasettene er fra SEAPOP programmet (helhetlig og langsiktig overvåkings- og kartleggingsprogram for norske sjøfugler), Havforskningsinstituttet og MRDB (marin ressursdatabase).



Figur 3 Summert miljørisiko for alle DFU-er i år med høy aktivitet ved Gudrun.

Miljørisikoen er også presentert i Equinors risikomatrise i figur 5 og 6. Disse viser den høyeste risikoen for alle DFU-er, der risikobidrag fra de ulike DFU-ene er vist.



Figur 4 Summert miljørisiko for alle DFU-er i år med normal aktivitet ved Gudrun.

		Sannsynlighet	0 - 10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	10 ⁻² - 5·10 ⁻²	5·10 ⁻² - 0.25
		Sannsynlighet	< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%
Konsekvenskategorier	Restitusjonstid							
1, 2, 3	< 1 måned							
4, 5	1 måned - 1 år							
6	1-3 år							
7	3-10 år							
8, 9	>10 år							

utblåsninger
 rørbrudd

Figur 5 Høyeste risiko i hver restitusjonskategori for alle DFU-er i år med høy aktivitet, med risikobidrag fra de ulike DFU-ene representert med ulike fargekoder.

		Sannsynlighet	0 - 10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	10 ⁻² - 5·10 ⁻²	5·10 ⁻² - 0.25
		Sannsynlighet	< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%
Konsekvenskategorier	Restitusjonstid							
1, 2, 3	< 1 måned							
4, 5	1 måned - 1 år							
6	1-3 år							
7	3-10 år							
8, 9	>10 år							

utblåsninger
 rørbrudd

Figur 6 Høyeste risiko i hver restitusjonskategori for alle DFU-er i år med normal aktivitet, med risikobidrag fra de ulike DFU-ene representert med ulike fargekoder.

Krav til oljevernberedskap

Oljevernberedskap på åpent hav (barriere 1 og 2) dimensjoneres etter 90-persentil av utblåsningsrate for i år med høy aktivitet ($6\ 100\ \text{m}^3/\text{d}$). For beregning av systembehov er forvittringsdata for 2 og 12 timer gammel olje lagt til grunn. Systembehovet på åpent hav er beregnet vha. barrierekalkulatoren BarKal og er 6 NOFO systemer i barriere 1 og 2. Equinor har satt krav til at første NOFO-system skal være på plass etter 5 timer. Barrierene på havet skal være fult utbygget etter 24 timer.

Oljevernberedskap i kyst- og strandsone (barriere 3 og 4) dimensjoneres etter 95-persentilen av strandet mengde oljeemulsjon. Beregningen tar hensyn til effekten av forutgående barriere. Systembehovet i disse barrierene er tre kystsystemer. Første system skal være på plass etter 11,5 dager.

Det er beregnet ressursbehov for strandrenselag for fire eksempelområder for oljevern. Ved en faktisk hendelse må det gjøres en vurdering av allokering av ressurser for bekjempelse i kyst- og strandsonen basert på geografisk spredning av olje.

Technical summary of environmental risk analysis and oil spill response analysis for Gudrun

Acona AS has performed environmental risk and oil spill response analyses for the Gudrun field in the North Sea. The analyses are performed in accordance with the Management regulation (§17), metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) and the NOROG Guideline for oil spill response analysis. The analyses are based on stochastic oil drift simulations, in accordance with the document *Best Practice* for set up of oil drift simulations for standard environmental risk analysis, and the Excel tool BarKal distributed by NOFO.

Gudrun is located in the North Sea about 23 km vest of Ivar Aasen, at approximately 110 m depth (figure 1). It was discovered in 1975 and production started in 2014. The reservoir contains both oil and gas, with Draupne (oil and gas) and Hugin (gas). Gudrun is connected to the Sleipner A device by two pipelines. One transports oil and the other gas. The field is developed with a jacket steel structure.

Oil spills can be caused by various events. The environmental risk analysis has been performed for high activity and normal activity years, respectively, for the following defined situations of hazard and accidents (DSHA):

- Blowouts (DHSA1 and 2)
- Pipeline/riser rupture (DHSA 3)

Gudrun oil is characterized by SINTEF 2019. It is a light paraffinic crude oil with a density on 0,810 kg. The oil has a low asphaltene and vax content when compared to other Norwegian crude oils. The first hours after a discharge, the emulsion will be relatively low in viscosity. It rapidly forms a stabile emulsion (1-12 hours, depending on wind conditions) that contains large amounts of water (until 80%) which largely increase both the volume and the viscosity of the discharge. The oil is well suited for both mechanical combat and chemical dispersion.

The probability of a blowout is calculated to be 1.2E-03 per year (0,0012 %) for years with high activity and 4.4E-04 per year (0,00044 %) for years with normal activity. The probability of a pipeline rupture is 4.87E-04 (0,00049%) per year.

Field specific accept criteria relates to environmental risk per year. Equinor's field specific acceptance criteria for environmental risk related to production are:

- | | |
|---|-------------|
| • 1 minor environmental damage for every 50 years | (1/2,0E-02) |
| • 1 moderate environmental damage for every 200 years | (1/5,0E-03) |
| • 1 considerable environmental damage for every 500 years | (1/2,0E-03) |
| • 1 serious environmental damage for every 2 000 years | (1/5,0E-04) |

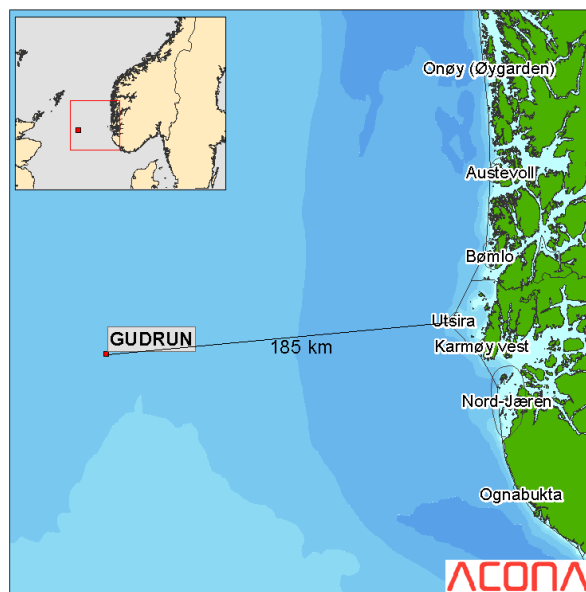


Figure 1 Release position for the analysis at Gudrun with distance to the coast.

Which areas will be affected by an accidental discharge of oil from Gudrun?

The shortest distance to the shoreline is about 185 km, this is to Utsira NOFO example area, north in Rogaland county. The distance to Karmøy vest, which is the next closest of the example areas, is about 200 km.

Influence areas of oil drift can be defined by performing stochastic oil drift simulations. These are statistical images of the spatial distribution of oil based on all the single simulations performed. The area is calculated by placing the single simulations on top of each other and extracting all map grid cells who have more than 5% probability of being hit by oil above a defined threshold value. The threshold values are 1 tonne oil per 10x10 km for sea surface (sea birds and mammals) and shoreline is 1 tonne oil per 10x10 km map cell and 100 ppb total oil concentration for water column (fish egg and larvae).

The oil drift simulations for a blowout in a high activity year (DSHA-1) and a normal year (DSHA-2) give slightly different results in influence areas for sea surface and shoreline, were high activity years come out with the largest influence areas in all seasons. In the water column, there are calculated most affected grid cells for pipeline/riser rupture (DSHA-3).

Method A representative number of stochastic oil drift simulations have been performed for blowout rates from 200 to 6400 m³/day for blowouts at the field. The blowout rates are identical for peak and normal years, but the probabilities for the rates differ slightly. Durations from 2 to 84 days were used.

For pipeline rupture releases have been simulated using the same method.

The oil drift model OSCAR (Version 10.0.1) has been used with a 4x4 km 3D current data (daily mean) and 10x10 km wind data (every 3rd hour) from the period 2007 – 2016.

Given a blowout, the influence areas on the sea surface will vary little between seasons. It stretches, in high activity years, from the outer part of the Oslo fjord, via the north-west coast of Denmark, west towards the east coast of Shetland, and turning north and ends just past the island Frøya in Trøndelag County (figure 2). The distance from the release location to the area of 50% probability for being hit by oil is around 140 km in a south-eastern direction, depending on season. In the water column, given a pipeline/riser rupture, an area up to 50 km from the release point can result in concentrations above the threshold value of 100ppb. Blowouts in high activity years have the largest influence areas for shoreline with affected map grid cells from Skagerrak to Trøndelag.

Given a blowout in high activity years, the probability for stranding along the coast, represented by the 95% percentile, is calculated to be 36,8%, during winter. The shortest drifting time, 11,5 days, is also calculated for winter, while the largest amount of stranded oil emulsion, is calculated during summer with 29 49 tonnes.

Four of NOFO's example areas for oil spill response have more than 5% stranding probability and shorter than 20 days drift time. Ytre Sula has the highest stranding probability and the shortest drift times, with 25,3% probability of stranding calculated during winter and 16,5 days drift time during autumn. Of the example areas, the largest amount of stranded oil emulsion is calculated for Onøy, given a blowout during autumn (572 tonnes) in high activity years.

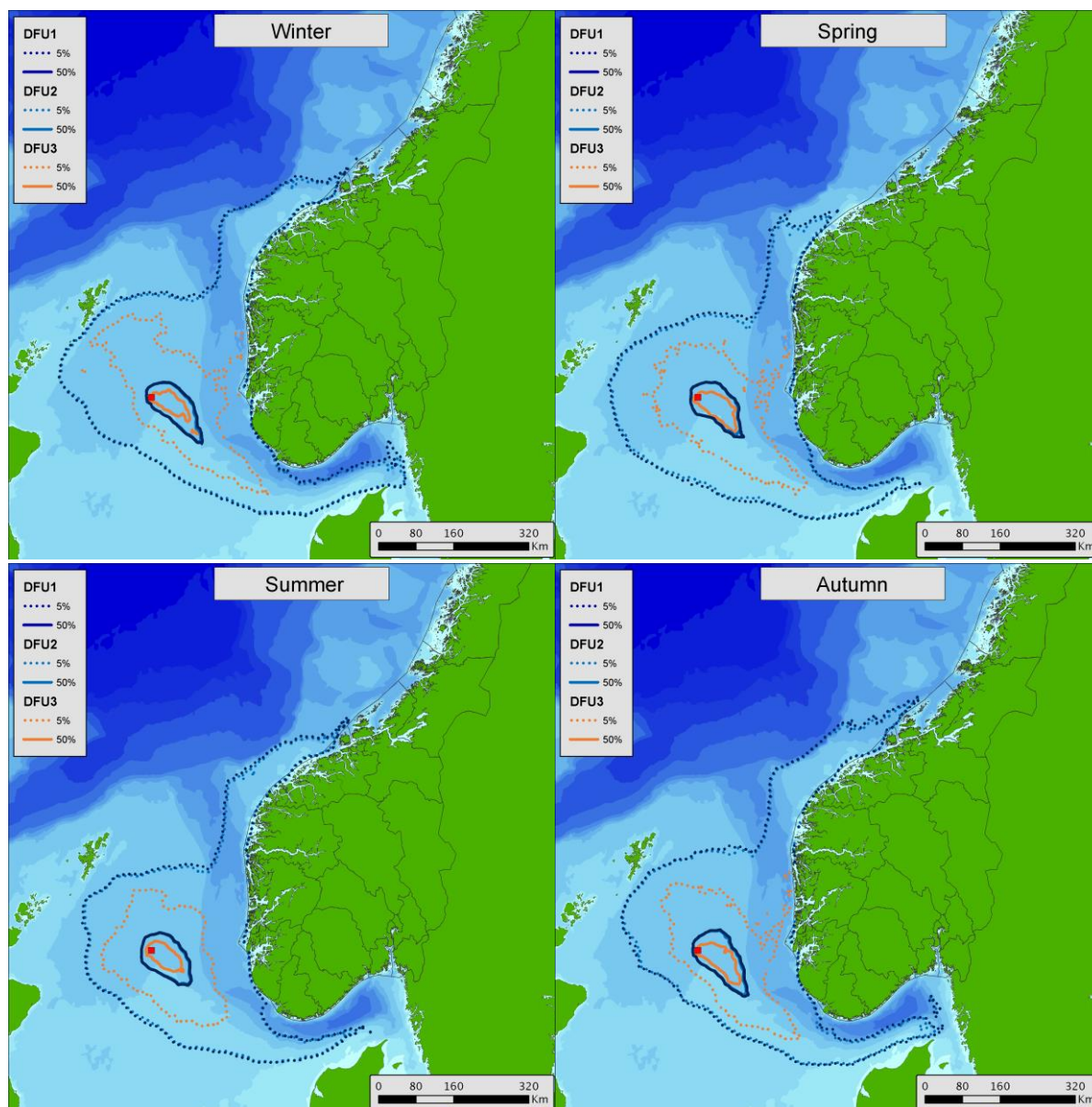


Figure 2 Influence areas for the different DSHAs (DFU) at Gudrun. Influence areas are shown with dotted lines (more than 5%) and contours (more than 50%). All probabilities are given that the blowout has happened. DFU 1 = Blowouts in high activity years, DFU 2 = blowouts in years with normal activity, DFU 3 = Pipeline/riser rupture.

What are the environmental consequences of an accidental discharge from Gudrun?

The environmental consequences from all DSHAs at Gudrun are generally low and mainly related to seabirds at open sea. These have the highest environmental risk all year. The environmental risk is below Equinor's field specific acceptance criteria for all investigated valuable ecosystem components in all seasons.

The highest probability of damage is calculated for Northern fulmar in the North Sea, for all seasons. The highest probability of damage is 23% in the moderate damage category (1-3 restitution) during autumn. The corresponding environmental risk is calculated to be 5 %. The highest probability for serious damage (> 10 years restitution) is 1 % with an environmental risk of 2%. This is calculated for Common Guillemot in the Norwegian Sea during winter.

The figures 3 and 4 show environment risk for blowouts and pipeline/riser rupture combined for both high and normal activity.

Method: Population loss, environmental damage and environmental risk is calculated by use of the damage-based methodology in MIRA.

Data sets describing the presence of sea birds, sea mammals, fish and shoreline habitats has been analyzed.

The primary data sources are SEAPOP (long term surveillance and mapping programme for Norwegian sea birds), Institute of marine Research and MRDB

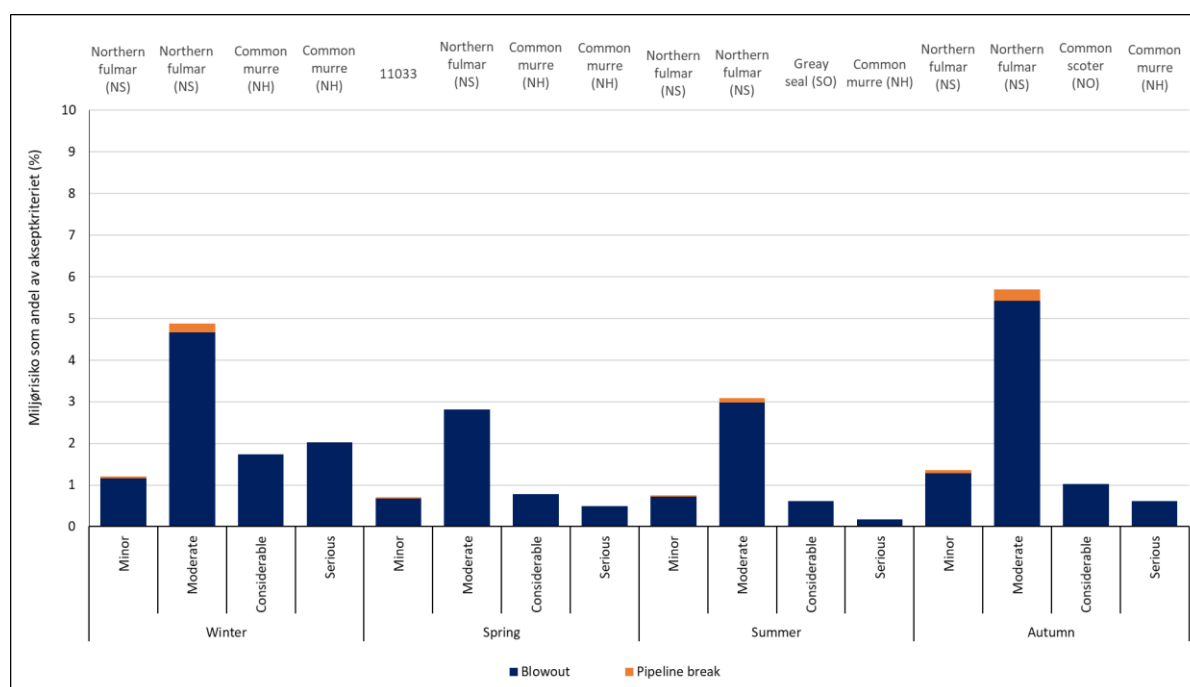


Figure 1 Highest total environmental risk for analysed DSHAs for all VECs in high activity years at Gudrun.

The environmental risk is also presented in Equinor's risk matrix in Figure 5 and 6. This shows the highest yearly risk for each DSHA for both high and normal activity, respectively.

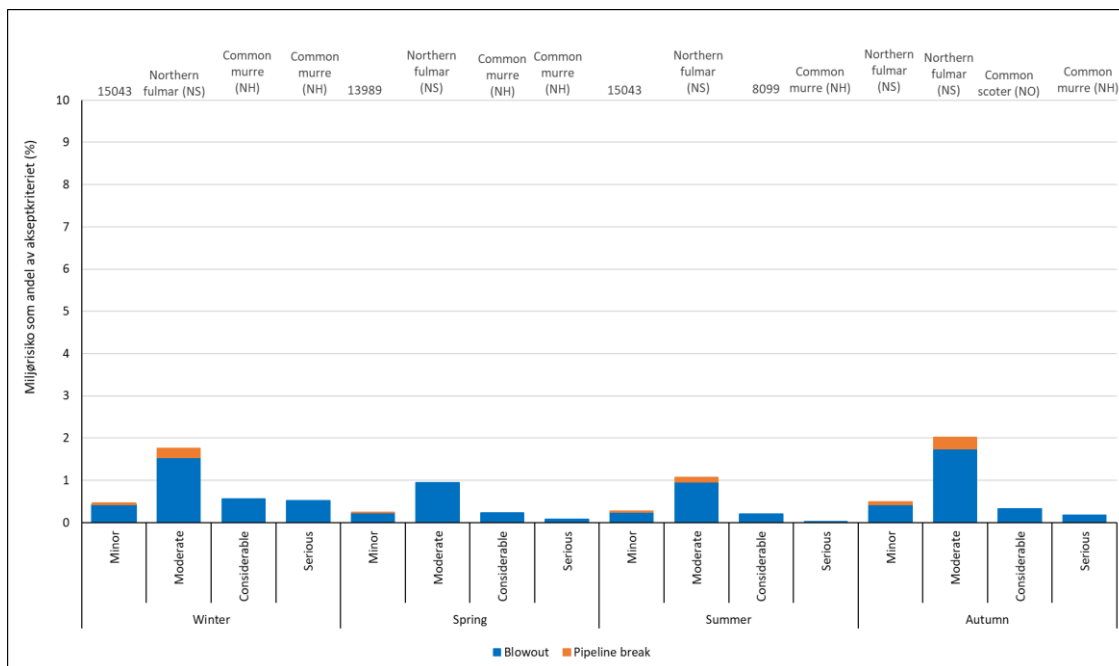


Figure 2 Highest total sum environmental risk for analysed DHSAs for all VECs in normal years at Gudrun.

		Probability	0 - 10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	10 ⁻² - 5·10 ⁻²	5·10 ⁻² - 0.25
		Probability	< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%
Consequence categories	Recovery time							
	1, 2, 3	< 1 month						
	4, 5	1 month- 1 year						
	6	1-3 year						
	7	3-10 year						
	8, 9	>10 year						

Figure 5. Highest environmental risk for each restitution category for both activity levels, with risk contribution from each DSHA in different colour categories.

		Probability	0 - 10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ - 10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ - 10 ⁻³	10 ⁻³ - 10 ⁻²	10 ⁻² - 5·10 ⁻²	5·10 ⁻² - 0.25
		Probability	< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%
Consequence categories	Recovery time							
	1, 2, 3	< 1 month						
	4, 5	1 month- 1 year						
	6	1-3 year						
	7	3-10 year						
	8, 9	>10 year						

Figure 3. Highest environmental risk for each restitution category for both activity levels, with risk contribution from each DSHA in different colour categories.

Requirements for oil spill preparedness

Oil spill preparedness on open sea (barrier 1 and 2) is dimensioned by the 90-persentile blowout rate for high activity years (6 100 m³/d). To calculate system requirements, weathering data for 2 and 12 hours old oil is used. The system requirements are calculated using BarKal and are six NOFO systems in barrier 1 and 2. Equinor has set a requirement that the first NOFO system shall be operative after 5 hours. The barriers at open sea shall be fully developed after 24 hours.

Oil spill preparedness in cost and shoreline (barrier 3 and 4) is dimensioned from the 95-percentile of stranded amounts of oil emulsion. The calculations consider effects of prior barriers. The system requirement is three costal systems. The first system should be in place after 11 days.

The resource need for beach cleaning teams is calculated for four NOFO example areas. In an actual oil spill situation, allocation of resources for cost and shoreline operations will be based on the geographical spread of the oil.

FORKORTELSER OG DEFINISJONER

Akseptkriterier Verbal eller tallfestet grenser for hvilket risikonivå som aksepteres. I MIRA uttrykkes akseptkriteriene som operatørens aksepterte maksimalsannsynlighet for miljøskade i ulike skadekategorier.

ALARP As low as reasonably practical: prinsipp som benyttes ved vurdering av risikoredukerende tiltak. Risikoredukerende tiltak skal implementeres med mindre den tilhørende kostnaden eller gjennomførbarheten er urimelig i forhold til risikoreduksjonen.

DFU Definerte fare- og ulykkeshendelser.

Eksempelområder for oljevern Prioriterte kystområder forhåndsdefinert som dimensjonerende for oljevernberedskapen. Disse er karakterisert ved at de ligger i ytre kystsoner, har høy tetthet av miljøprioriterte lokaliteter og som også på andre måter setter strenge krav til oljevernberedskapen.

HI Havforskningsinstituttet.

Influensområde Influensområdene for olje på sjøoverflaten, i vannkolonnen og akkumulert på strandlinjen består av alle 10×10 km kartruter som har mer olje enn en viss grenseverdi i mer enn 5 % enkeltsimuleringene. Influensområder viser ikke omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er en statistisk størrelse som er beregnet fra enkeltsimuleringer og som angir sannsynligheten for at en kartrute vil bli berørt av mer olje enn grenseverdien *forutsatt* at en utblåsning finner sted.

Mdir Miljødirektoratet.

MEMW Marine Environmental Modelling Workbench. Programvarepakke fra SINTEF.

MIRA Metode for miljørettet risikoanalyse.

MRA (ERA) Miljørisikoanalyse (Environmental Risk Analysis). Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.

NOROG Norsk Olje og Gass. Forkortelsen OLF benyttes fremdeles for publikasjoner utgitt da organisasjonen het Oljeindustriens Landsforening.

NORSOK Norsk sokkels konkurranseposisjon. Et samarbeidsprosjekt mellom aktørene i oljeindustrien og myndighetene, mest kjent for NORSOK-standardene.

ODS Oljedriftsimulering.

PL Produksjonslisens.

Ptil Petroleumstilsynet.

OSCAR Oil spill contingency and response. Modul for oljedriftsimuleringer i programvarepakken MEMW 10.0.1 fra SINTEF.

Restitusjonstid Tiden det tar fra et oljeutslipp skjer og til restitusjon er oppnådd. Restitusjon er oppnådd når bestanden eller habitatet er tilbake på tilnærmet samme nivå som før oljeutslippet. Restitusjonstiden må være lengre enn 1 måned for at den skal bli registrert som miljøskade.

Skadekategorier Kategorisering av miljøskader i hhv. mindre, moderat, betydelig eller alvorlig

på grunnlag av restitusjonstid.

SVO Særlig verdifulle og sårbare områder

THC Total Hydrocarbon. Total mengde hydrokarbon - inkluderer både dispergert olje og løste komponenter.

Vektet utblåsningsrate/-varighet Sannsynlighetsvektet gjennomsnitt av hhv. utblåsningsrate og -varighet.

VØK Verdsatt økosystemkomponent. En bestand og/eller et habitat som oppfyller et sett spesifikke definisjoner og prioriteringskriterier.

INNHold

Godkjenningstabell	2
Versjonshistorikk	3
Sammendrag	4
Summary	10
Forkortelser og definisjoner	16
Innhold	18
1 Introduksjon	19
1.1 Definerte fare- og ulykkeshendelser (DFU)	21
1.1.1 Statistikk for hver DFU	21
1.2 Oljens forvitringsegenskaper	22
1.3 Operatørens akseptkriterier for miljørisiko	23
2 Områdebeskrivelse	24
3 Metoder	27
3.1 Oljedriftsimuleringer	27
3.2 Miljørisikoanalyse	27
3.3 Beredskapsanalyse	28
4 Resultater fra oljedriftsimulering	29
4.1 Influensområder	29
4.1.1 Illustrasjon av en enkeltsimulering	31
4.2 Strandingsstatistikk	41
5 Resultater for miljørisikoanalyse	44
5.1 Miljørisiko sammenlignet med 2013	44
5.2 Samlet miljørisiko for alle dfu-er	44
5.3 Miljørisiko for utblåsninger i år med høy aktivitet	46
5.3.1 Resultater for åpent hav	46
5.3.2 Resultater for kyst	47
5.3.3 Resultater for sel	48
5.3.4 Resultater for fisk	49
5.3.5 Resultater for strandhabitat	49
5.4 Miljørisiko for utblåsninger i år med normal aktivitet	51
5.4.1 Resultater for alle VØK gruppene	51

5.5 Miljørisiko for rørbrudd	53
5.5.1 Resultater for alle VØK gruppene	53
6 Resultater for beredskapsanalyse	55
6.1 Krav til oljevernberedskap	55
6.2 Dimensjonering av oljevernberedskap	56
6.3 Kjemisk dispergering	56
6.4 Oljens forvitring og egenskaper relatert til beredskap	57
6.5 Beredskapsbehov på åpent hav	59
6.6 Beredskapsbehov ved kyst og strand	62
6.6.1 Beredskapsbehov i Barriere 3 og 4	62
6.6.2 Beredskapsbehov i Barriere 5	63
6.7 Oppsummering oljevernberedskap	64
Referanseliste	67
A Vedlegg: Metoder	68
A.1 Metode for simulering av oljedrift	68
A.1.1 Definisjon av influensområder	69
A.1.2 Beregning av persentiler	70
A.2 Metode for analyse av miljørisiko	72
A.2.1 Konverteringstabeller	74
A.2.2 Skadelig oljekonsentrasjon for fiskelarver	79
B Vedlegg: Resultater	81
B.1 Vedlegg: Resultater for utblåsninger i år med høy aktivitet	81
B.1.1 Strandingsstatistikk for prioriterte områder	81
B.1.2 Resultater miljørisikoanalyse	83
B.2 Vedlegg: resultater for utblåsninger i år med normal aktivitet	94
B.2.1 Strandingsstatistikk for prioriterte områder	94
B.2.2 Resultater miljørisikoanalyse	96
B.3 Vedlegg: resultater for rørbrudd	107
B.3.1 Strandingsstatistikk for prioriterte områder	107
B.3.2 Resultater miljørisikoanalyse	107
C Vedlegg: Inngangsdata	113
C.1 Oversikt geografiske bestander	115
C.2 Økosystemkomponentenes sårbarhet for olje	115
C.3 Blowout Scenario Analysis - Gudrun	117

1 INTRODUKSJON

Denne rapporten er utarbeidet av Acona AS, på vegne av Equinor ASA (heretter referert til som Equinor). Rapporten inneholder resultater fra følgende simuleringer og analyser: (1) stokastiske oljedriftsimuleringer, (2) miljørisikoanalyse, og (3) beredskapsanalyse for oljevern. Analysene er utført i samsvar med Styringsforskriften (paragraf 17), metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA, [OLF 2007](#)) og dokumentet Beste Praksis for oljedriftsimuleringer utarbeidet på oppdrag fra Norsk Olje og Gass ([Acona, Akvaplan-niva og DNV GL 2016](#)) samt veiledning for miljørettede beredskapsanalyser ([Norsk olje og gass 2013](#)).

Gudrun ligger i den midtre delen av Nordsjøen, 23 kilometer vest for Ivar Aasen, på ca. 110 m havdyp figur 1.1. . Korteste avstanden til land er omtrent 185 km, til Utsira kommune i Rogaland.

Gudrun er et olje- og gassproduserende felt som ble påvist i 1975. Plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 2010 og produksjonen startet i 2014.

Reservoarene inneholder olje og gass i Draupneformasjonen og gass i Huginformasjonen. I tillegg finnes mindre mengder olje i Draupne 1. Gudrun består av flere produktive lag med ulike trykkprofiler hvor alle er såkalte High Temperature High Pressure (HTHP) reservoar. Feltet er bygd ut med en bunnfast innretning med stålunderstell og boligkvarter og har delvis prosessanlegg. Gudrun er koblet til Sleipner A-innretningen gjennom to rørledninger; en for olje og en for våtgass. Våtgass og olje transporteres i separate rørledninger til Sleipner A-innretningen. Salgsgass transporteres fra Sleipner A via Gassled til markedet, mens oljen transporteres til Kårstø-terminalen i Rogaland.



Figur 1.1: Beliggenheten til Gudrun og omkringliggende felt. Den røde firkanten markerer posisjonen til utslippspunktet.

1.1. Definerte fare- og ulykkeshendelser (DFU)

1.1.1 DEFINERTE FARE- OG ULYKKESHENDELSER (DFU)

For de planlagte aktivitetene ved Gudrun har Equinor identifisert tre definerte fare- og ulykkessituasjoner (DFU). DFU-ene er presentert i tabell 1.1 og i påfølgende kapitler.

Tabell 1.1: Oversikt over DFU-er, planlagt aktivitetsnivå og totalfrekvenser for år med høy aktivitet og år med normal aktivitet ved Gudrun.

DFU	Aktivitet		Frekvens	
	Høy	Normal	Høy	Normal
Utblåsninger (DFU1 og DFU2)	19	17	1,2E-03	4,4E-04
rørbrudd (DFU3)	...	...	4,87E-04	4,87E-04

1.1.1.1 STATISTIKK FOR HVER DFU

DFU-ene er karakterisert ved ulike statistikker: (1) sannsynligheten (frekvensen) for utblåsning eller lekkasje, (2) sannsynlighetsfordelingen mellom sjøbunn- og overflateutslipp (rørbrudd vil kun gi utslipp fra sjøbunn), og (3) sannsynlighetsfordeling av utslippssrater og -varigheter.

Statistikkene er hentet fra utblåsningsanalysen for Gudrun utført av Equinors fagpersonell (Equinor ASA 2019) gjengitt i vedlegg C.3.

UTBLÅSNINGER I ÅR MED HØY AKTIVITET Sannsynligheten for utblåsning i år med høy aktivitet (2019-2021) er 1,2E-03 per år. Frekvensen inkludererert i produserende brønner, to vanninjeksjonsbrønner, bore-, komplettering- og wireline-operasjoner (se vedlegg C.3). Gitt at en utblåsning finner sted, er sannsynligheten for sjøbunns- og overflateutblåsninger hhv. 0.79 og 0.21. Sannsynlighetsfordelingene av utblåsningsrater og -varigheter er vist i tabell 1.2. Gjennomsnittlig vektet utblåsningsrate og -varighet er på hhv. 2 137 Sm³/d og 14,1 dager for overflateutblåsninger og 3 380 Sm³/d og 19,8 dager for sjøbunnsutblåsninger. Lengste varighet er 84 dager som er tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

UTBLÅSNINGER I ÅR MED NORMAL AKTIVITET Sannsynligheten for utblåsning i år med normal aktivitet (2022 og 2023) er 4,4E-04 per år. Frekvensen inkluderer elleve produserende brønner, to vanninjeksjonsbrønner og wireline-operasjoner (se vedlegg C.3). Gitt at en utblåsning finner sted, er sannsynligheten for sjøbunns- og overflateutblåsninger hhv. 0.76 og 0.24. Sannsynlighetsfordelingene av utblåsningsrater og -varigheter er vist i tabell 1.3. Gjennomsnittlig vektet utblåsningsrate og -varighet er på hhv. 1 491 Sm³/d og 14,1 dager for overflateutblåsninger og 1 447 Sm³/d og 19,8 dager for sjøbunnsutblåsninger. Lengste varighet er 84 dager som er tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

RØRBRUDD Sannsynligheten for et rørbrudd er 4,87E-04 per år. Frekvensen inkluderer brudd på eksportrørledningen mellom Gudrun og Sleipner i og utenfor sikkerhetssonen (se

1.2. Oljens forvittringsegenskaper

vedlegg C.3). Utslippsvolumet er basert på et fullt rørledningsbrudd der all olje i hele rørledningen slippes ut ved sjøbunnen i løpet av 40 minutter. Dette gir en total utslippsmengde på 3 150 tonn (3 889 m³) olje. Rørledningsbrudd (DFU3) er inkludert i beregning av miljørisiko for år med høy og år med normal aktivitet.

Tabell 1.2: Rate- og varighetsmatrisen for utblåsninger i år med høy aktivitet ved Gudrun (Equinor ASA 2019).

Utslippspunkt		Rater		Varigheter og sannsynlighet for varighet (%)				
Dybde	Sanns. (%)	Sm ³ /døgn	Sanns. (%)	2 dager	5 dager	14 dager	35 dager	84 dager
Overflate	86	200	38	52	19	14	5	10
Overflate	86	1800	37	52	19	14	5	10
Overflate	86	3300	3	52	19	14	5	10
Overflate	86	4500	4	52	19	14	5	10
Overflate	86	6000	9	52	19	14	5	10
Overflate	86	6400	9	52	19	14	5	10
Sjøbunn	14	200	23	40	19	18	8	15
Sjøbunn	14	1800	24	40	19	18	8	15
Sjøbunn	14	3300	7	40	19	18	8	15
Sjøbunn	14	4500	9	40	19	18	8	15
Sjøbunn	14	6000	18	40	19	18	8	15
Sjøbunn	14	6400	18	40	19	18	8	15

Tabell 1.3: Rate- og varighetsmatrisen for utblåsninger i år med normal aktivitet ved Gudrun (Equinor ASA 2019).

Utslippspunkt		Rater		Varigheter og sannsynlighet for varighet (%)				
Dybde	Sanns. (%)	Sm ³ /døgn	Sanns. (%)	2 dager	5 dager	14 dager	35 dager	84 dager
Overflate	76	200	36	52	19	14	5	10
Overflate	76	1800	44	52	19	14	5	10
Overflate	76	3300	19	52	19	14	5	10
Sjøbunn	24	200	38	40	19	18	8	15
Sjøbunn	24	1800	45	40	19	18	8	15
Sjøbunn	24	3300	17	40	19	18	8	15

1.2 OLJENS FORVITRINGSEGENSKAPER

Forvittringsegenskapene til oljen fra Gudrun har blitt beskrevet av Sintef (2019). Disse egenskapene er brukt i oljedriftsimuleringene og beredskapsanalysen.

Gudrun er en lett parafinsk råolje med en tetthet på 0,810 kg/m³. Oljen har et lavt asfal-

1.3. Operatørens akseptkriterier for miljørisiko

teninnhold (0,03 vekt%), og et lavt voksinnhold (2,9 vekt%) sammenlignet med andre norske råoljer. Oljen har et høyt fordampningstap på grunn av fordampning av de letteste komponentene, noe som resulterer i en relativ økning på innholdet av voks og asfaltener. De første timene etter et utslipp vil emulsjonen ha relativt lav viskositet, men vil så raskt (1-12 timer avhengig av vindforhold) forme en stabil emulsjon med høyt vanninnhold (opptil 80%), noe som øker volum og viskositet på utslippet betraktelig.

Oljen er godt egnet for både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering. Se kapittel 6.4 i beredskapsanalysen for en beskrivelse av oljens egenskaper relatert til beredskap.

1.3 OPERATØRENS AKSEPTKRITERIER FOR MILJØRISIKO

Operatørens akseptkriterier for miljøskade i ulike kategorier er gitt i tabell 1.4 og er definert i Equinor ASA (2018). Verdiene er feltspesifikke og angir høyeste sannsynlighet som operatøren aksepterer for miljøskade av ulik varighet (skadekategorier). Equinors akseptkriterier er fastsatt på grunnlag av hovedprinsippet om at "restitusjonstiden etter en miljøskade for den mest sårbare naturressursen skal være ubetydelig i forhold til forventet tid mellom slike miljøskader".

Akseptkriteriene benyttes i beregningen av relativ miljørisiko for å avgjøre om miljørisikoen er akseptabel eller ikke. Dersom relativ miljørisiko er under 100% er risikoen lavere enn operatørens akseptkriterie og anses som akseptabel. Rammeforskriftens §11 "Prinsipper for risikoreduksjon" (www.ptil.no) pålegger i tillegg operatører å vurdere miljørisikoen i forhold til ALARP-prinsippet.

Tabell 1.4: Equinors feltspesifikke akseptkriterier for miljøskade i de ulike skadekategoriene. Sannsynligheten er oppgitt i enheten pr. driftsår.

Skadeklasse	Restitusjonstid (år)	Maks. sanns.
Mindre	0.1–1	2.00E-02
Moderat	1–3	5.00E-03
Betydelig	3–10	2.00E-03
Alvorlig	>10	5.00E-04

2 OMRÅDEBESKRIVELSE

I dette kapittelet følger en beskrivelse av viktige områder for verdsatte økosystemkomponenter (VØK) som kan være sårbare ved et oljeutslipp ved Gudrun, samt en presentasjon av områdene i figur 2.1. Økosystemkomponentenes sårbarhet er beskrevet i vedlegg C.2.

LISTA (1) Lista er et viktig område for kystbundne dykkende og overflatebeitende arter av sjøfugl. I hekketiden er området mindre betydningsfullt enn Jæren og nordlige områder på Vestlandet, men området er svært viktig i vår-, høst-, og vinterperioden. Listastrendene er på grunn av sin betydning som overvintringsområde for kystbundne dykkende sjøfugl vurdert som et særlig verdifullt og sårbart område (SVO) under arbeidet med en forvaltningsplan for Nordsjøen (HI & DN 2010).

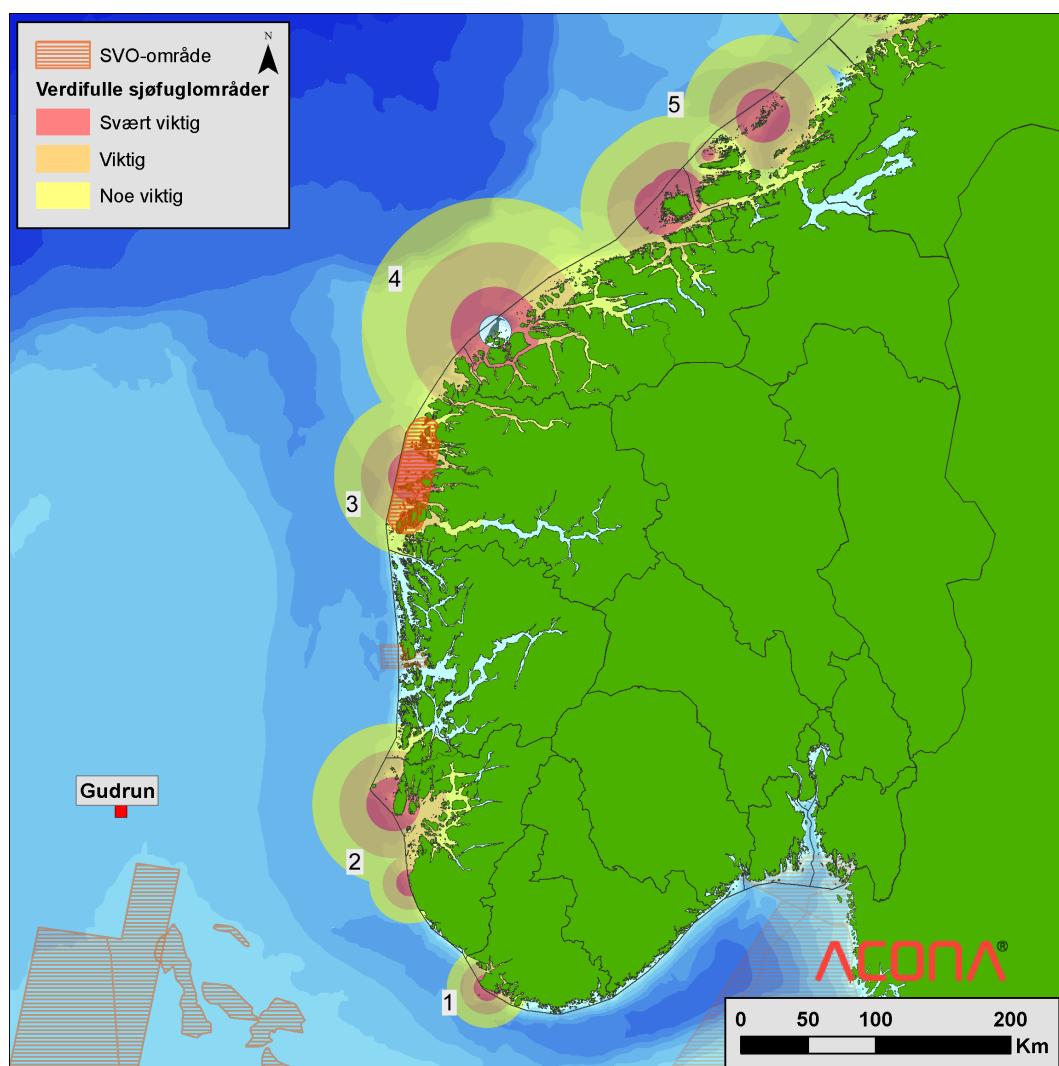
BOKNA, JÆREN OG KARMØY (2) Jærkysten er viktig hekke-, beite-, myte-, trekk- og overvintringsområde for sjøfugl. Sanddynene på Jærstrendene er av internasjonal verdi og er en samlingsplass for vadefugler som hviler og beiter langs strendene under trekkperioden. Jærstrendene er også viktig fordi området representerer en overgangssone mellom Skagerak sub-provins og Vestnorsk sub-provins. Jærkysten ble opprettet som marint verneområde i 2016 i tråd med nasjonal marin verneplan Boknafjorden er et særegent område med store grunne partier med sand- og steinbunn. Området omfatter viktige kastelokaliteter for steinkobbe, og Kvitsøyområdet er viktig for arten gjennom hele året. Kjør er den sørligste kastelokaliteten for havert i Norge og kolonien her teller 250 - 300 dyr. Området utenfor Karmøy huser svært viktige hekkepopulasjoner av kystbundne sjøfuglarter. De kystbundne artene bruker havområdet opptil 60 km utenfor kolonien som beiteområde i hekketiden og dekker således store områder av Boknafjorden. Området er også viktig for kystbundne arter om vinteren Karmøyfeltet har tradisjonelt vært gyteområde for norsk vårgytende sild og retensjonsområde (oppsamlingsområde) for egg og larver. Det er av den grunn vurdert som SVO-område i forvaltningsplanen for Nordsjøen.

BREMANGER TIL YTRE SULA (3) Området er viktig for sjøfugl som hekke-, beite-, myte-, trekk- og overvintringsområde samt kasteområder for steinkobbe. Området inneholder fuglereservater (Frøyskjæra, Ytterøyane, Kvalsteinane, Håsteinen, Gåsvær, Indrevær, Utvær og Smelvær) som omfatter viktige hekkelokaliteter og kolonier for mange kystbundne og pelagiske arter. Området anses som sårbart gjennom hele året og er av NINA vurdert som spesielt sårbart for sjøfugl om vinteren. Askvoll og Solund kommune har flere kasteplasser for steinkobbe. Bremanger-Ytre Sula er definert som SVO-område i forvaltningsplanen for Nordsjøen.

RUNDE (4) Runde er et svært betydningsfullt område for kolonihekkende sjøfugl. Lunde er den mest tallrike arten, men fuglefjellet er også viktig for lomvi, krykkje, alke, havhest, havsule og toppskarv. De pelagiske artene beiter i havområdet ut til 100 km utenfor kolonien i hekke-

tiden (NINA 2008). Havområdet rundt Runde er også svært viktig om våren, da hekkefuglene ankommer koloniene, og høsten da mytende fugl og flygeudyktig ungfugl ligger på sjøen (?).

FRØYA, FROAN OG SMØLA (5) Øygruppen Froan er et av de viktigste marine verneområdene i Norge. Øygruppen består av Froan naturreservat og landskapsvernområde med tilhørende dyrelivsfredning. Området er svært viktig som hekke- og overvintringsområde for kystbundne sjøfuglarter, med blant annet flere store hekkekolonier av storskarv og teist. Både steinkobbe og havert har betydelige kastekolonier på øygruppa, og mer enn halvparten av Norges havertpopulasjon kaster ungene sine her. SVO-området inkluderer sokkelområdet, fra kysten og ut til og med Sularevet (Froan-Sularevet). Området er kandidat område for nasjonal marin verneplan med formål å ta vare på verneverdier som er representative for den indre del av midtnorsk sokkel. Det er utarbeidet en egen forvaltningsplan for Froan. Området rundt Smøla inneholder flere viktige hekke- og overvintringsområder for kystbunden sjøfugl som toppskarv, storskarv, ærfugl og sildemåke. Smøla inneholder også flere viktige kasteområder for steinkobbe og området er spesielt viktig i vinter- og vårsesongen.



Figur 2.1: Viktige områder for verdsatte økosystemkomponenter som kan være sårbare ved en utblåsning ved Gudrun. (1) Lista (2) Bokna, Jæren og Karmøy (3) Bremanger til Ytre Sula (4) Runde (5) Frøya, Froan og Smøla.

3 METODER

Analysene er utført i samsvar med Styringsforskriften (paragraf 17), metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA, [OLF 2007](#)) og dokumentet Beste Praksis for oljedriftsimuleringer utarbeidet på oppdrag fra Norsk Olje og Gass ([Acona, Akvaplan-niva og DNV GL 2016](#)). Beredskapsanalysen er utført etter veiledning for miljørettede beredskapsanalyser ([Norsk olje og gass 2013](#)) vha. Excelverktøyet BarKal, tilgjengelig fra NOFO planverk ([NOFO 2019](#)).

3.1 OLJEDRIFTSIMULERINGER

Oljens fysiske utbredelse er estimert vha. stokastiske oljedriftsimuleringer (ODS) med programvaren Oil Spill Contingency And Response (OSCAR), en del av programvarepakken MEMW 10.0.1 fra SINTEF. Modellen er satt opp i henhold til *Beste Praksis* for oljedriftmodellering for standard miljørisikoanalyser ([Acona, Akvaplan-Niva, og DNV GL 2016](#)).

De viktigste inngangsdataene er listet opp i tabell 3.1.

Tabell 3.1: Inngangsdata til de stokastiske oljedriftsimuleringene for DFU-er ved Gudrun.

Parameter	Verdi/Referanse
Vinddata	NORA10 (2007-2016)
Havstrømdata	SVIM (2007-2016)
Oljetype	Gudrun 2018
Vanndyp (m)	109
Breddegrad (°N)	61.0202587
Lengdegrad (°E)	3.4620128
Geodetisk system	WGS 84
Oljetetthet (kg/m ³)	810
Gasstetthet (kg/m ³)	0.7739
Gass-til-olje ratio	368

3.2 MILJØRISIKOANALYSE

Miljørisikoanalysen er utført i henhold til Norsk Olje og Gass veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteten på norsk sokkel, MIRA (Metode for miljørettet risikoanalyse, [OLF 2007, 2008](#)). For sjøfugl, sjøpattedyr, norsk-vårgytende sild og nordøstarktisk torsk og strandhabitat er det utført en skadebasert MIRA. Dette er den mest omfattende metoden og benytter detaljerte ressursdatasett sammen med effekt- og skadenøkler for

3.3. Beredskapsanalyse

å beregne sannsynlighet for bestandstap, miljøskade og miljørisiko. For fiskebestander der detaljerte ressursdata mangler er det utført en eksponeringsbasert MIRA.

Viktige inngangsdata til miljørisikoanalysen er verdsatte økosystemkomponenter (VØK) (OLF 2007). Det er benyttet siste oppdaterte datasett for alle VØK-grupper i analysen:

- Sjøfugl - Åpent hav: SEAPOPOP, 01.09.2013, re-publisert i 2015
- Sjøfugl - Kyst: NINA, 26.11.2018
- Gyteområder: HI, 18.05.2018
- Fiskelarver og -egg: HI, 2005
- Sjøpattedyr (sel): MRDB, 02.09.2010
- Strandhabitat: MRDB, 02.09.2010

Bestandsdataene anvendt for denne rapporten omfatter 12 arter sjøfugl i åpent hav datasett, 41 sjøfuglarter i kystdatasett, to arter sjøpattedyr (sel) og 13 fiskebestander. Habitatdataene omfatter 12 ulike strandhabitater. En art består av forskjellige bestander basert på inndeling i ulike geografiske regioner (se vedlegg C.1). Planktonorganismer med unntak av fiskeegg og -larver er ikke tatt med pga. deres lave sensitivitet for olje, noe som skyldes stor geografisk fordeling av de enkelte artene og kort restitusjonstid.

3.3 BEREDSKAPSANALYSE

Beredskapsanalysen er utført i henhold til *veiledning for miljørettede beredskapsanalyser* (NOFO & OLF 2007; Norsk olje og gass 2013) og NOFOs planforutsetninger for oljevernberedskap (NOFO 2019) og ved hjelp av Barkal lastet ned 10.10.2019. NOROG vil snart publisere en oppdatert versjon av veilederen. Mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering er i den oppdaterte veilederen likeverdige tiltaksalternativer, og den ansvarlige for petroleumsaktiviteten skal vurdere begge alternativer når de planlegger oljevernberedskap.

Behov for resurser for oljevern (ressursbehov) er beregnet for følgende barrierer:

- Barriere 1: Bekjempelse nær utslippskilden
- Barriere 2: Bekjempelse på åpent hav langs drivbanen mellom kilden og kysten
- Barriere 3: Bekjempelse i kystsonen
- Barriere 4: Bekjempelse og beskyttelse av strandsonen ovenfor mobil olje
- Barriere 5: Oppsamling og strandrensning av ikke mobil olje på land

Resultatene fra beredskapsanalysen danner beslutningsgrunnlag for operatørens valg av avtalefestet stående beredskapsløsning.

4 RESULTATER FRA OLJEDRIFTSIMULERING

Resultatene fra de stokastiske oljedriftsimuleringene presenteres som influensområder og strandingsstatistikk for de ulike DFU-ene ved Gudrun. Figurer for influensområder er hovedsakelig vist for utblåsninger i år med høy aktivitet. Resultatene fra de helårlige stokastiske oljedriftsimuleringene presenteres for sesongene vinter (desember–februar), vår (mars–mai), sommer (juni–august) og høst (september–november).

4.1 INFLUENSOMRÅDER

Influensområdene for olje på sjøoverflaten, i vannkolonnen og akkumulert på strandlinjen består av alle 10×10 km kartruter som har mer olje enn en viss grenseverdi i mer enn 5 % enkeltsimuleringene. Grenseverdien, representerer nedre grense for miljøskade, og er 1 tonn per 10x10 km kartrute for sjøoverflaten og strandlinjen og 100 ppb THC (Total Hydrocarbon Concentration, oppløst og i dråpeform) for vannkolonnen. Størrelsen til influensområdene er presentert i tabell 4.1. Merk at influensområdene ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er en statistisk størrelse som er beregnet fra enkeltsimuleringer og som angir sannsynligheten for at en kartrute vil bli berørt av mer olje enn grenseverdien *forutsatt* at en utblåsning finner sted (vedlegg A.1.1).

En utblåsning i år med høy aktivitet gir de største influensområdene på sjøoverflaten og strandlinjen, mens et rørbrudd gir størst influensområde i vannkolonnen. Sjøbunnsutblåsning gir større influensområder enn overflateutblåsning.

Influensområdene på sjøoverflaten gitt en utblåsning av olje på i år med høy aktivitet varierer lite med sesong og strekker seg fra ytre deler av indre Oslofjord, via nordvestkysten av Danmark, vestover til østkysten av Shetland og nordover opp forbi Frøya (figur 4.2 og figur 4.3) Influensområdene er vesentlig mindre for rørbrudd (figur 4.4).

Influensområde i vannkolonnen er relativt lite både for utblåsninger i år med høy aktivitet (figur 4.5 og figur 4.6) og rørbrudd (figur 4.7), og størst vinter og høst.

En utblåsning av olje resulterer i influensområder langs kysten. Antall ruter varierer, men er størst i år med høy aktivitet og ved sjøbunnsutblåsning (figur 4.8 og figur 4.9). Mest utslag, gitt en utblåsning fra sjøbunn, er på vinteren med 82 berørte strandruter lokalisert fra Skagerrakkysten til Trøndelag, med størst sannsynlighet for ruter i Rogaland og Hordaland.

Tabell 4.1: Størrelsen av influensområder for olje på sjøoverflaten, i vannkolonnen og akkumulert på strandlinjen, definert i vedlegg A.1.1, og vist som antall 10×10 km kartruter. Influensområdene er beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for Gudrun.

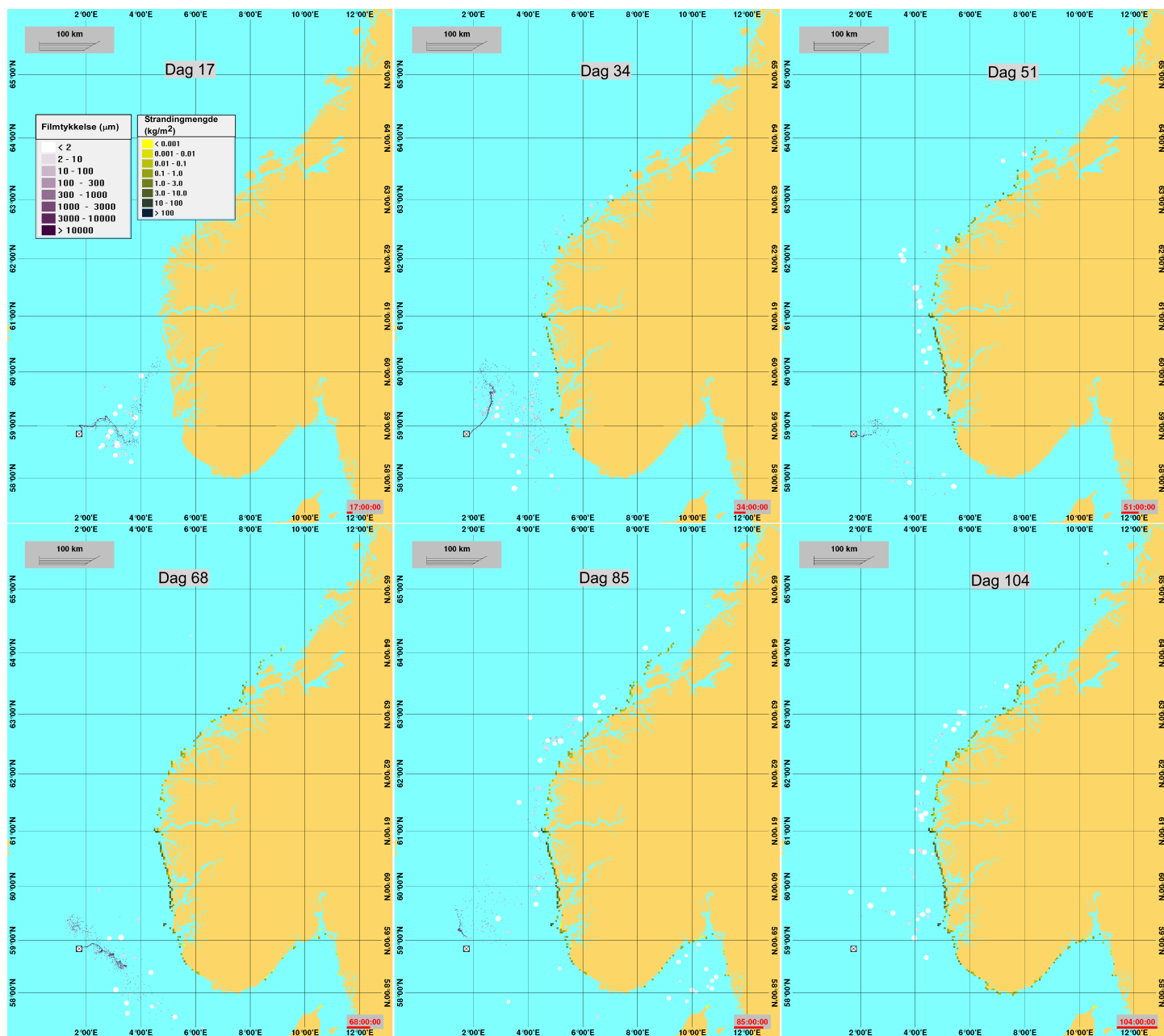
DFU	Sesong	Dybde	Antall kartruter (10 x10 km)		
			Vannkolonne	Overflate	Strandlinje
utblåsninger høy aktivitet	Vinter	Overflate	4	1768	30
		Sjøbunn	8	2321	82
	Vår	Overflate	0	1527	20
		Sjøbunn	2	2278	43
	Sommer	Overflate	0	1429	22
		Sjøbunn	2	2099	64
	Høst	Overflate	3	1569	37
		Sjøbunn	8	2182	72
utblåsninger normal aktivitet	Vinter	Overflate	0	1714	28
		Sjøbunn	0	1979	42
	Vår	Overflate	0	1474	17
		Sjøbunn	0	1862	24
	Sommer	Overflate	0	1371	19
		Sjøbunn	0	1697	30
	Høst	Overflate	0	1509	30
		Sjøbunn	0	1821	42
rørbrudd	Vinter	Sjøbunn	13	519	0
	Vår	Sjøbunn	10	509	0
	Sommer	Sjøbunn	5	465	0
	Høst	Sjøbunn	14	478	1

4.1.1 ILLUSTRASJON AV EN ENKELTSIMULERING

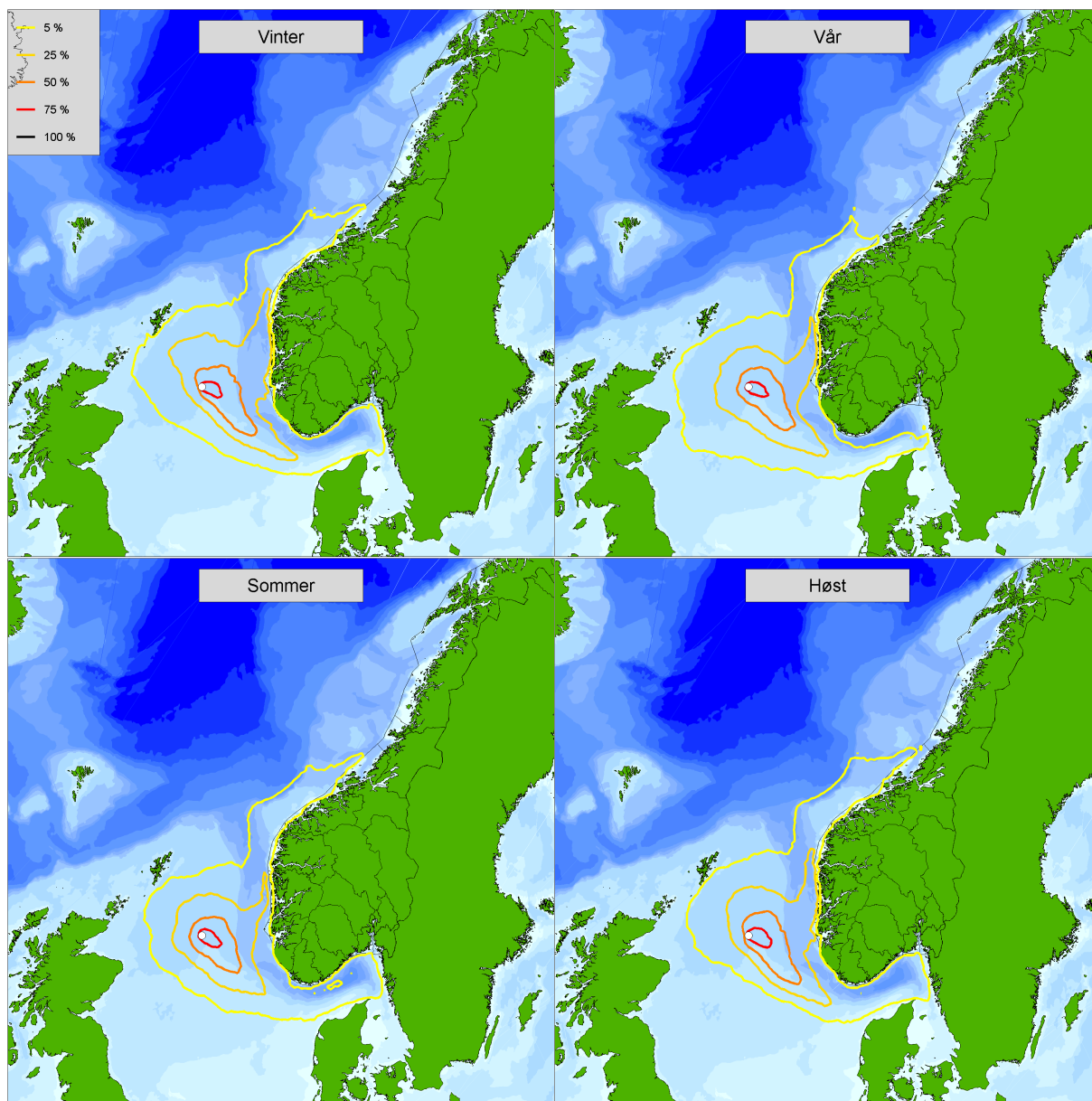
Et eksempel på utviklingen av et enkelt oljeutslipp er illustrert i figur 4.1. Figuren viser enkelt-simuleringen som ga størst strandet mengde olje. Utviklingen av utslippet er vist etter 17, 34, 51, 68, 85 og 104 døgn. Merk at simuleringen viser utvikling av et utslipp helt uten oljevernberedskap.

For å gi et realistisk bilde av størrelsen på oljeflakene er de gjengitt i virkelig størrelse. I tillegg er forekomst av stranding langs kysten under simuleringen illustrert med ruter. Fargekoden viser akkumulert mengde strandet olje i løpet av simuleringen. Gjentatt stranding i samme område vil akkumuleres og dette vises i figurene ved at fargekoden endres når/hvis strandingsmengden i en rute overstiger den gjeldende mengdekategorien.

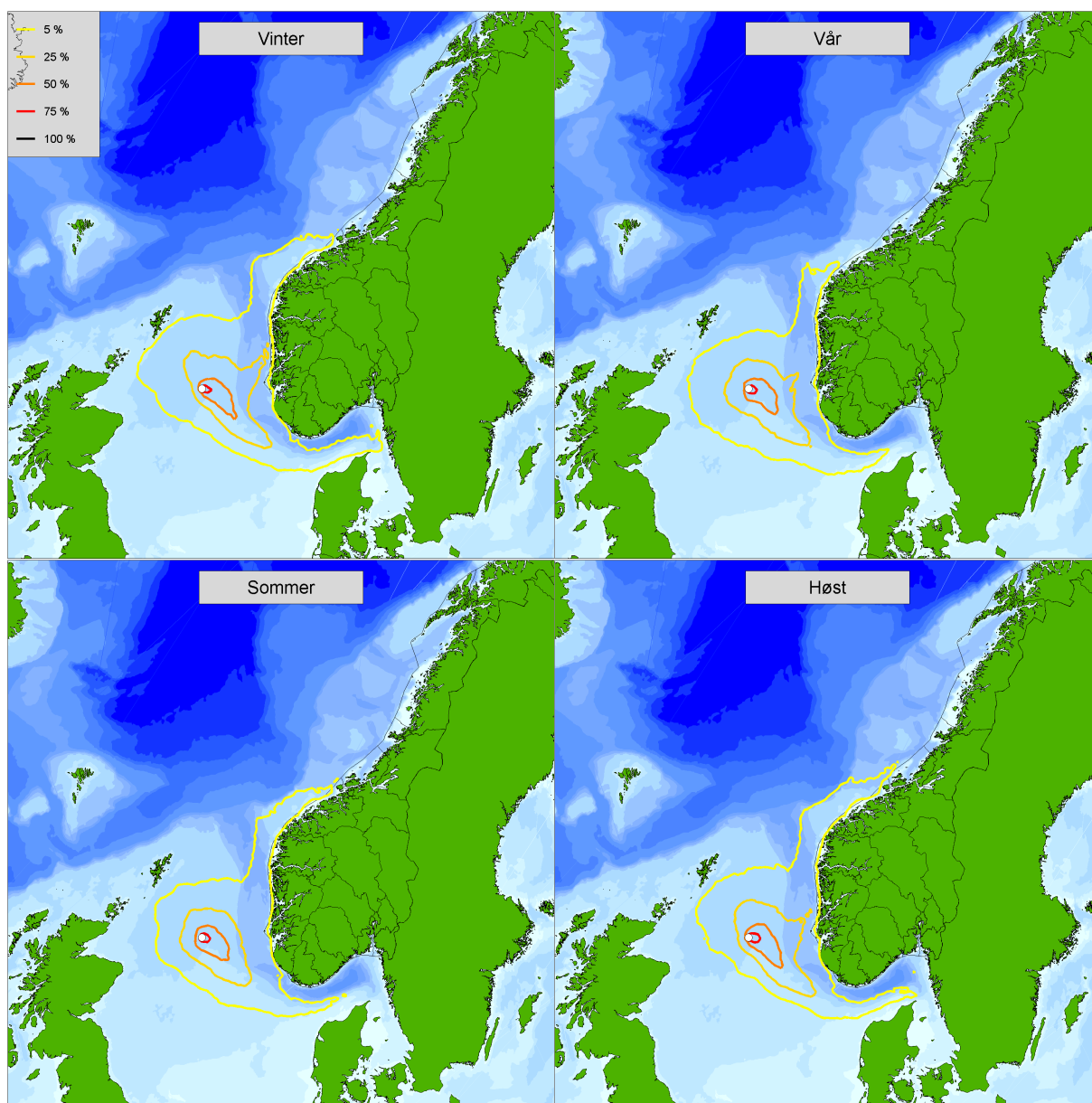
Merk at strandingsrutene vist i figuren har en oppløsning på 3×3 km (dvs. habitatgridet benyttet i OSCAR) (jf. avsnitt A.1). Tilsynelatende stranding utenfor landområder (f.eks. i Froan) skyldes at strandmasken benyttet i simuleringene (iht. til Beste Praksis for oppsett av oljedriftsimuleringer i OSCAR) har høyere oppløsning enn standard strandmaske som følger med OSCAR.



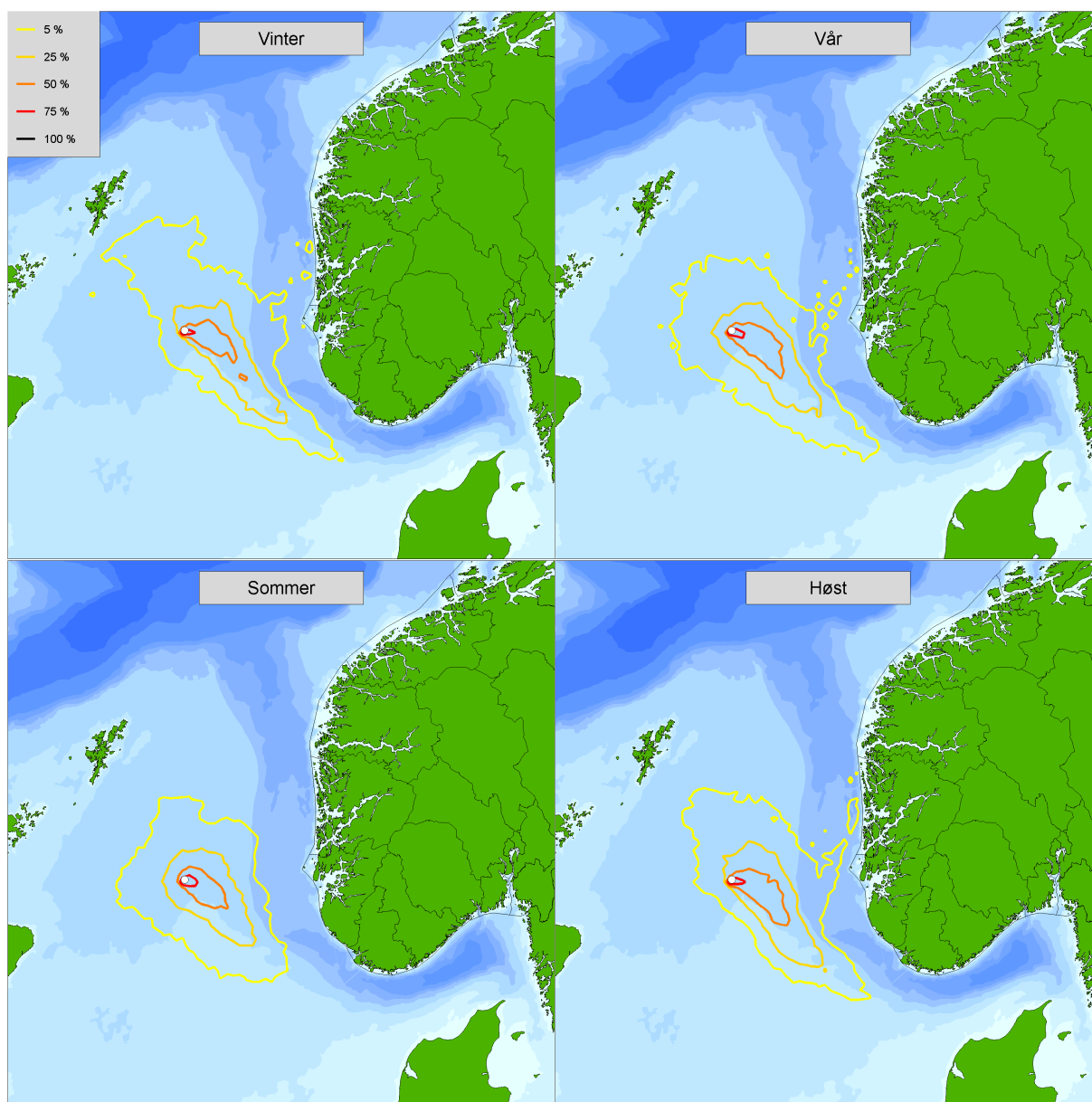
Figur 4.1: Illustrasjon av utviklingen av en enkelt oljedriftsimulering ved Gudrun. Simuleringen er for en overflateutblåsning med utblåsningsrate på $6600 \text{ m}^3/\text{d}$ og en varighet på 84 døgn. Siste rammen med 104 døgn er inkludert en følgetid på 20 dager.



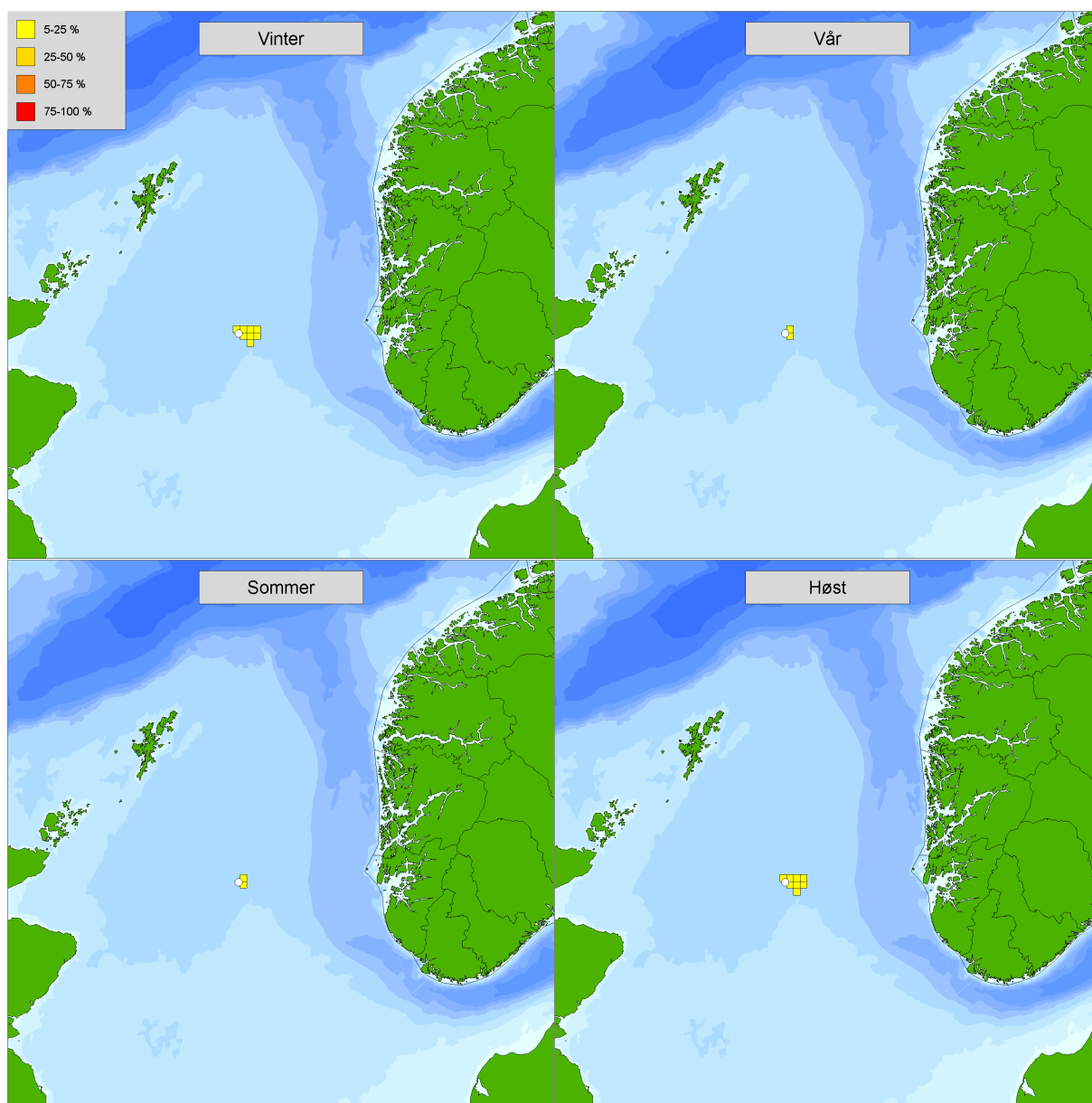
Figur 4.2: Influensområdene for olje på sjøoverflaten for sjøbunnsutblåsninger i år med høy aktivitet ved Gudrun. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har mer olje på overflaten enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



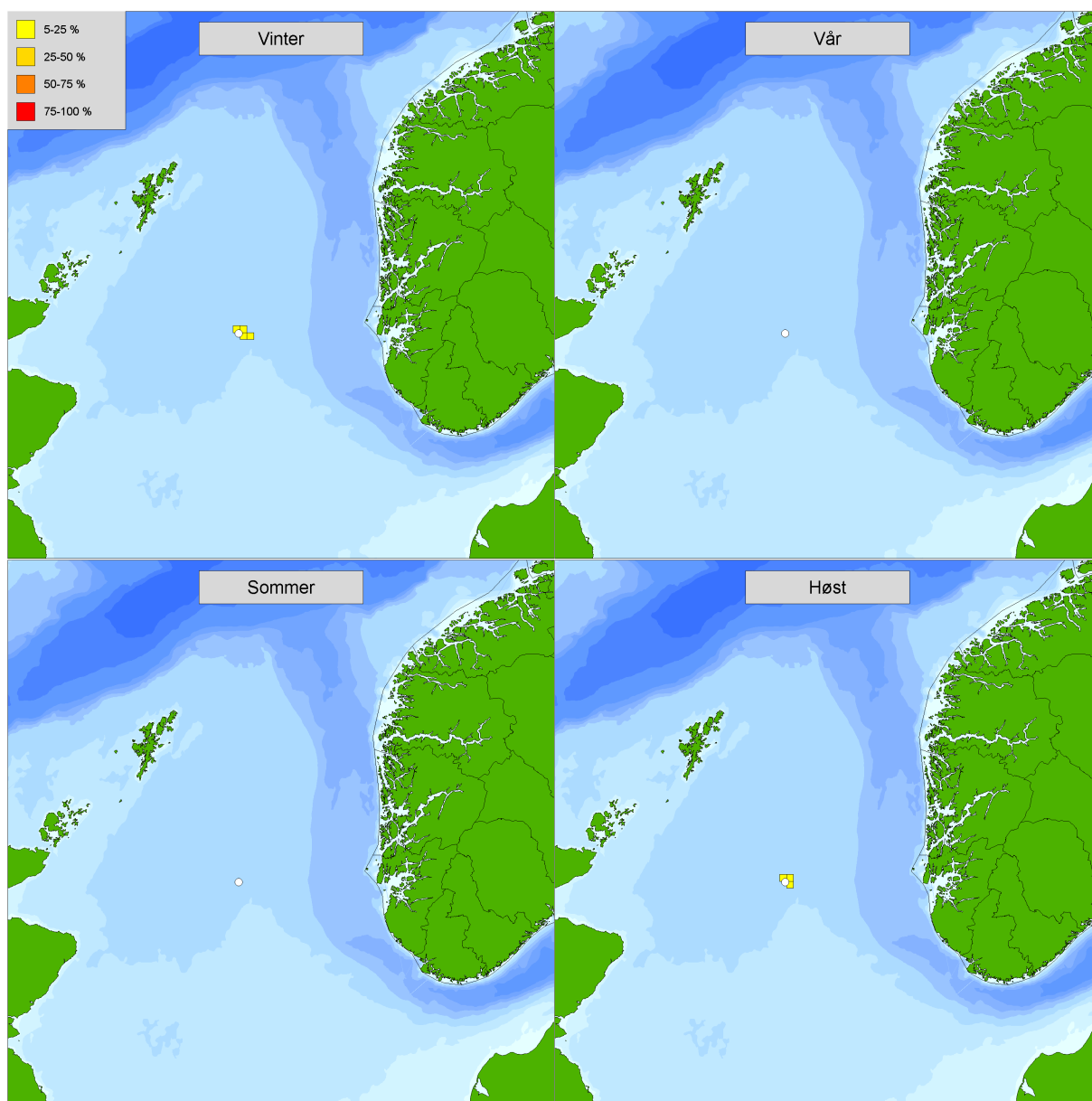
Figur 4.3: Influensområdene for olje på sjøoverflaten for overflateutblåsninger i år med høy aktivitet ved Gudrun. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har mer olje på overflaten enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



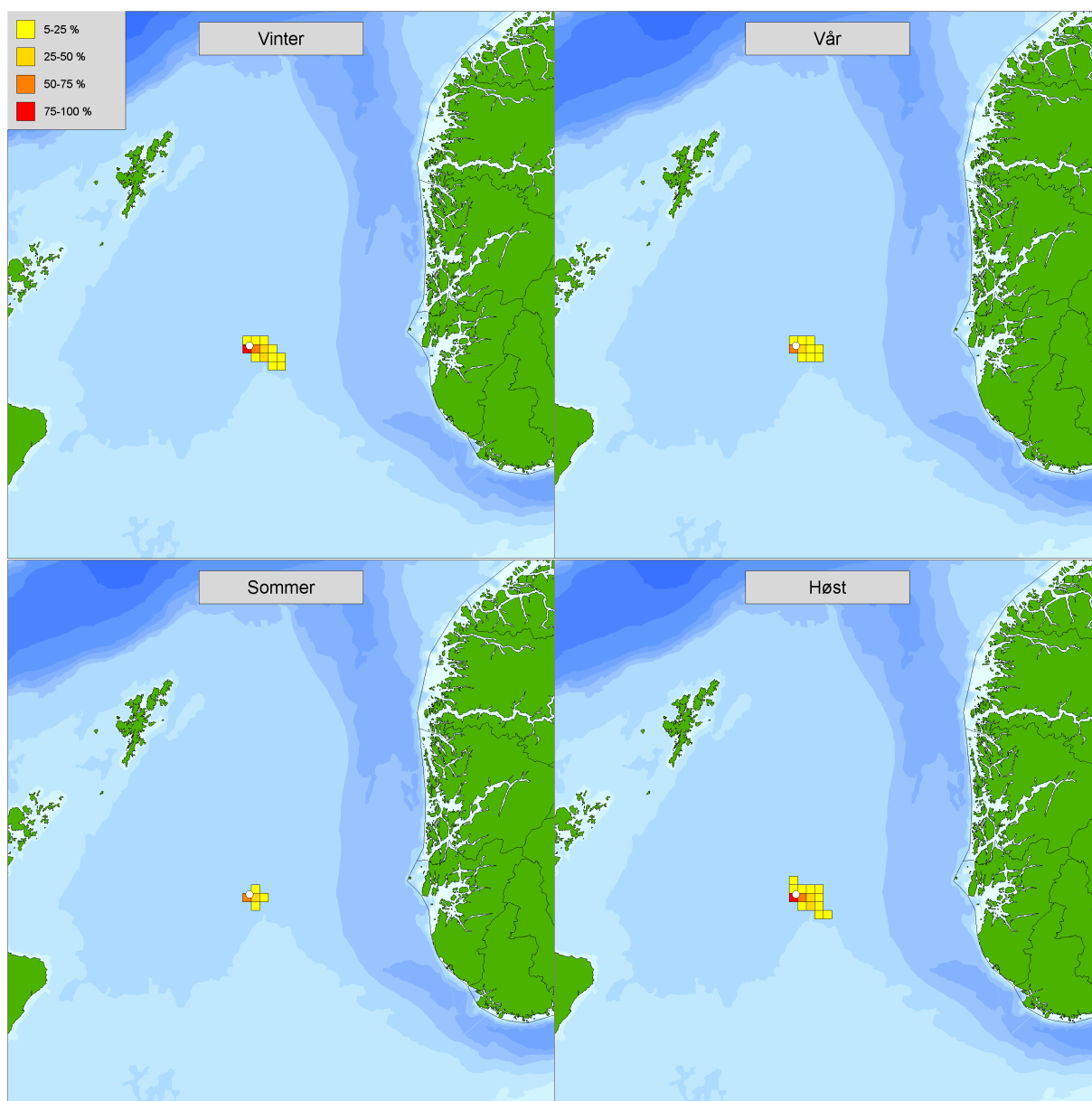
Figur 4.4: Influensområdene for olje på sjøoverflaten for et rørbrudd ved Gudrun. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har mer olje på overflaten enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75% av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



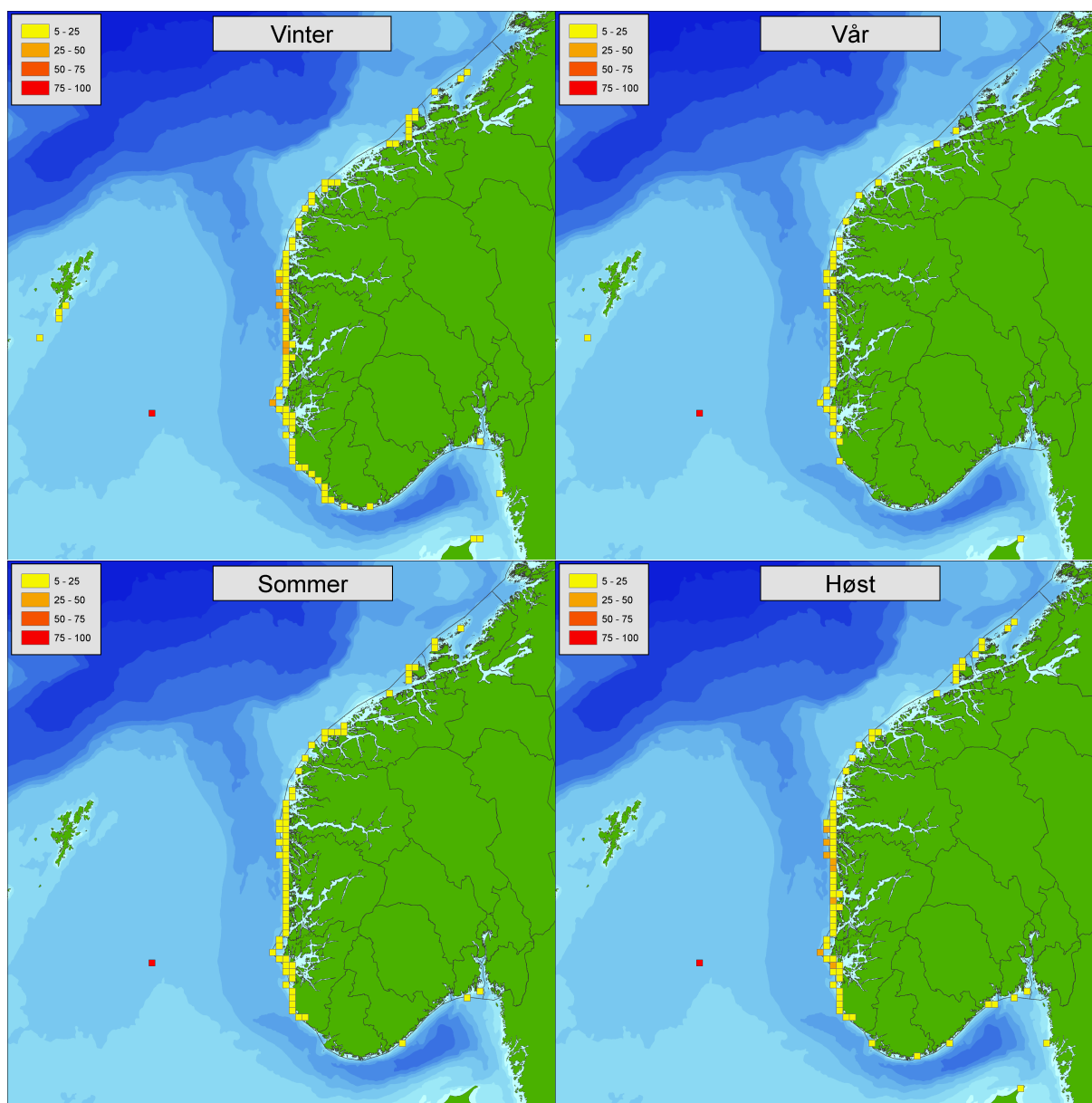
Figur 4.5: Influensområdene for olje i vannkolonnen for sjøbunnsutblåsninger i år med høy aktivitet ved Gudrun. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 100 ppb, i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



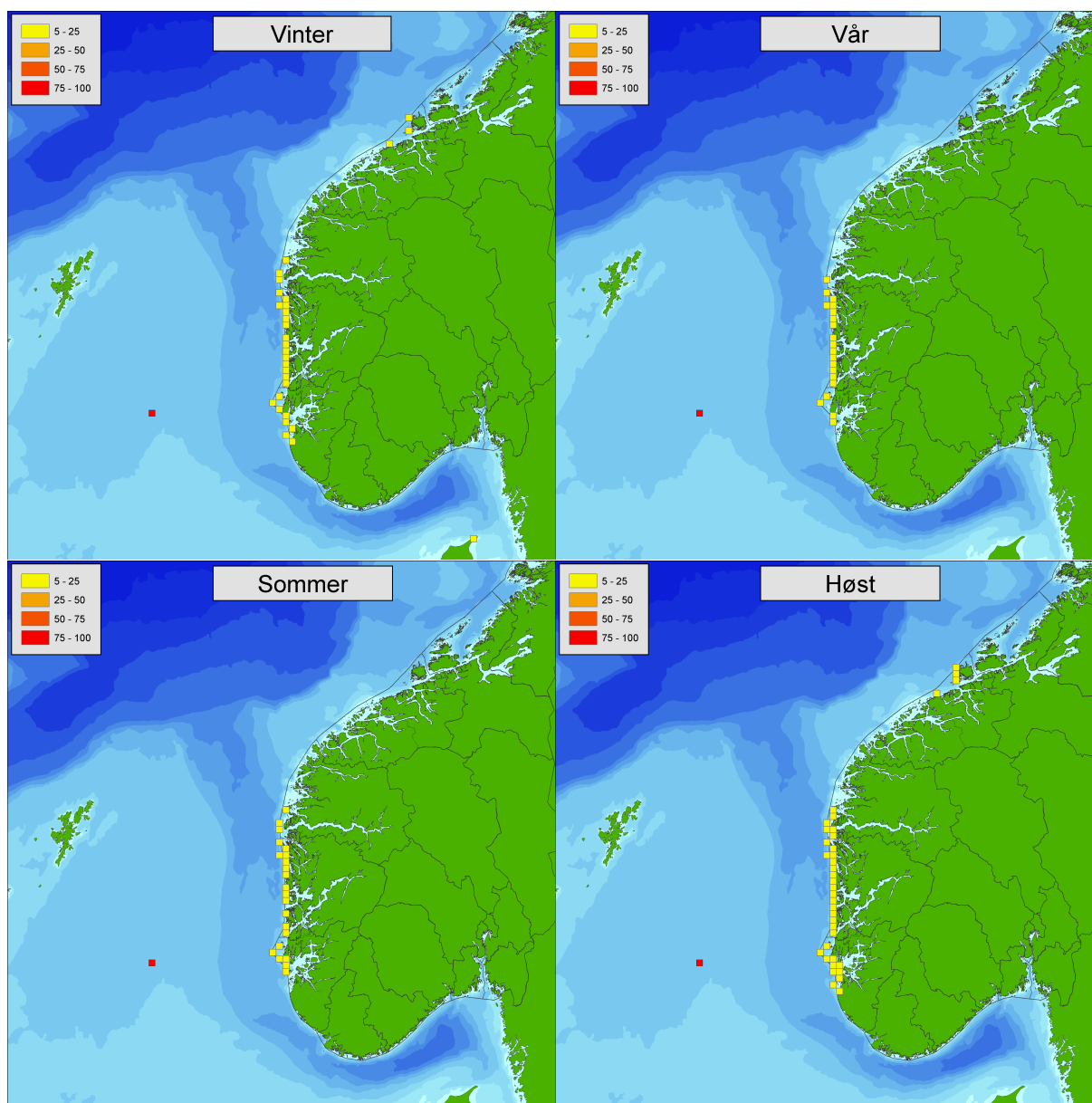
Figur 4.6: Influensområdene for olje i vannkolonnen for overflateutblåsninger i år med høy aktivitet ved Gudrun. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 100 ppb, i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



Figur 4.7: Influensområdene for olje i vannkolonnen for et rørbrudd ved Gudrun. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 100 ppb, i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



Figur 4.8: Influensområdene for olje akkumulert på strandlinjen for sjøbunnsutblåsninger i år med høy aktivitet ved Gudrun. Hvert område består av alle 10×10 km kyststripe-kartruter med mer akkumulert olje enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



Figur 4.9: Influensområdene for olje akkumulert på strandlinjen for overflateutblåsninger i år med høy aktivitet ved Gudrun. Hvert område består av alle 10×10 km kyststripe-kartruter med mer akkumulert olje enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.

4.2 STRANDINGSSTATISTIKK

Strandingsstatistikk er presentert for all oljeberørt kystlinje og i prioriterte kystområder for oljevern (NOFO eksempelområder). Strandingsstatistikken for emulsjon er basert på bruk av persentiler (se vedlegg A.1.2 for en beskrivelse av dette begrepet). Merk at persentiler er en statistisk størrelse som beskriver variasjonen (spredningen) i drivtid og strandingsmengde for alle simuleringene og ikke en enkelt hendelse.

Erfaring fra enkeltsimuleringer viser at det ikke nødvendigvis er noen korrelasjon mellom drivtid til land og strandingsmengder. Det vil si at simuleringer som gir korte drivtider kan gi både små og store strandingsmengder, og simuleringer som gir store strandingsmengder kan ha lange drivtider sammenliknet med korteste drivtid til land. Det kan forklares med at enkeltsimuleringer som gir kort drivtid til land ofte er forbundet med andre værforhold enn enkeltsimuleringer som gir store strandingsmengder.

ALL OLJEBERØRT KYST Strandingsstatistikken for all oljeberørt kyst er presentert i tabell 4.2. Det er utblåsninger i år med høy aktivitet som har høyest sannsynlighet for stranding, kortest drivtider og størst strandingsmengder. Der er beregnet strandingssannsynlighet på mellom 21 og 37 %, avhengig av sesong. Dette er omtrent likt for år med normal aktivitet. Drivtidene for år med høy aktivitet varierer fra 11,5 til 19,9 dager med kortest drivtid vinter og lengst på sommeren. Strandingsmengdene er størst høst og vinter.

For en utblåsning i år med normal aktivitet er det generelt beregnet noe lavere strandingssannsynlighet, drivtiden er noe lengre og mengden strandet oljeemulsjon er noe lavere. Dette gjelder for alle sesonger. Utslipp pga. rørbrudd gir lave strandingssannsynligheter og strandingsmengder.

EKSEMPELOMRÅDER FOR OLJEVERN For utblåsninger har fire av NOFOs eksempelområder for oljevern en strandingssannsynlighet, på 5 % eller mer og kortere drivtid enn 20 dager. Ved rørbrudd er kun ett område berørt. Korteste strandingstider og største strandingsmengder for disse, representert ved 95-persentilene, er vist i tabell 4.3.

Høyeste strandingssannsynlighet er beregnet for Ytre Sula med 25,3 % sannsynlighet, gitt en utblåsning i år med høy aktivitet, om vinteren. Korteste drivtid er beregnet for Utsira, med 16,5 dager drivtid om høsten. Størst mengde strandet emulsjon er beregnet for Onøy (Øygarden) med 572 tonn.

For en utblåsning i normalår er det beregnet, representert ved 95-persentilen, generelt noe lavere strandingssannsynlighet, drivtiden er noe lengre og mengden strandet oljeemulsjon er noe lavere. Dette gjelder for alle sesonger og alle områder.

Fullstendige resultater for strandingsstatistikk i NOFOs eksempelområder er presentert i vedlegg B.1.1

Tabell 4.2: Strandingsstatistikk for all oljeberørt kyst, beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for Gudrun. Kolonnene dekker sannsynlighet for stranding, korteste drivtid til land og størst mengde strandet mengde oljeemulsjon. Drivtid og mengde oljeemulsjon er oppgitt som 95- og 100-persentilen fra de respektive sannsynlighetsfordelingene. Merk at 100-persentilen (P100) er den enkeltsimuleringen som gir lavest verdi for strandingstid og høyest verdi for strandet mengde emulsjon av alle gjennomførte simuleringer og må anses som ekstreme verdier. Persentiler er definert i vedlegg A.1.2.

DFU	Sesong	Sanns. (%)	Drivtid (d)		Mengde (tonn)	
			P100	P95	P95	P100
utblåsninger høy aktivitet	Vinter	36.8	4.0	11.5	2797	28337
	Vår	23.0	5.2	13.0	1456	53329
	Sommer	20.7	7.8	19.9	1752	67392
	Høst	32.6	6.3	14.1	2949	32385
utblåsninger normal aktivitet	Vinter	35.1	4.7	12.5	1633	9377
	Vår	21.5	5.4	15.3	1065	14572
	Sommer	20.1	7.9	22.0	1254	23447
	Høst	31.1	6.3	14.7	2204	11655
rørledningbrudd	Vinter	8.0	7.1	13.7	14	53
	Vår	3.3	8.3	-	0	1013
	Sommer	3.3	12.8	-	0	900
	Høst	9.9	12.7	14.5	22	897

Tabell 4.3: Strandingsstatistikk for eksempelområder for oljevern med strandingssannsynlighet større enn 5% og drivtid kortere enn 20 dager for Gudrun. Kolonnene dekker strandingssannsynlighet, 95-persentil av korteste drivtid til land og 95-persentil av mengde strandet oljeemulsjon.

Utslipp		Sanns. (%)				Drivtid (d)				Mengde (t)			
Aktivitetsnivå	Område	Vinter	Vår	Sommer	Høst	Vinter	Vår	Sommer	Høst	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Høy	Onøy (Øygarden)	24.4	15.8	14.2	24.3	17	20.1	30.9	18.5	363	147	161	572
	Ytre Sula	25.3	14.2	15.8	22.6	17	23.1	28.1	19.3	367	130	240	397
	Utsira	21.5	14.4	13.4	23	17.1	20.2	32.2	16.5	168	89	168	275
	Austevoll	21.9	15.2	11.1	19.5	17.7	19.6	35.1	20	214	117	99	178
Normal	Onøy (Øygarden)	23.2	14.4	13.9	23	18	22.1	33.9	19.7	231	87	109	435
	Ytre Sula	25.1	13.2	15.2	21.6	17.5	24.7	30.9	20.1	235	71	160	310
	Utsira	20.3	12.8	13.2	21.8	18.8	23.7	35.9	18.6	109	63	92	198
	Austevoll	20.8	13.7	11	18.5	18.4	21.4	38.5	23.3	134	79	54	116
Rørledningbrudd	Ytre Sula	2.3	1.1	1.1	5.5	0.0	0.0	0.0	18.5	0	0	0	6

5 RESULTATER FOR MILJØRISIKOANALYSE

I dette kapitlet vises miljøskade og miljørisiko for hver av DFU-ene ved Gudrun. Resultater presenteres for (1) sjøfugl fra datasett for åpent hav, (2) sjøfugl fra datasett for kyst, (3) sel, (4) fisk og (5) strandhabitat.

I miljørisikoanalysen beregnes sannsynlighet for bestandstap og sannsynlighet for skade for hver skadekategori som så vurderes mot de feltspesifikke akseptkriteriene (jf. tabell 1.4). Skadekategoriene som benyttes er:

- Alvorlig (restitusjonstid >10 år)
- Betydelig (restitusjonstid 3-10 år)
- Moderat (restitusjonstid 1-3 år)
- Mindre (restitusjonstid 1 mnd-1 år)

Resultatene er presentert for følgende sesonger: Vinter (desember–februar), vår (mars–mai), sommer (juni–august) og høst (september–november).

Presentasjon av resultatene fra miljørisikoanalysen er delt opp i to deler. Første del viser den samlede miljørisikoen for all aktivitet på feltet delt opp i år med høy og normal aktivitet. Hvis man kun er interessert i risikonivået for feltet som helhet er det tilstrekkelig å lese denne delen. Første del gir også en beskrivelse av endring i risikonivået ved feltet sammenlignet med forrige miljørisikoanalyse for feltet.

Andre del presenterer VØK-ene med høyest sannsynlighet for miljøskade og høyest miljørisiko for hver VØK-gruppe separat for hver DFU. Fullstendige resultater for alle VØK-er og DFU-er er gitt i vedlegg B.

5.1 MILJØRISIKO SAMMENLIGNET MED 2013

Miljørisikoen ved Gudrun er gjennomgående lav, der høyeste beregnede risiko er 5,7% av akseptkriteriet for moderat skade. I forrige analyse var høyeste miljørisiko 2,6%.

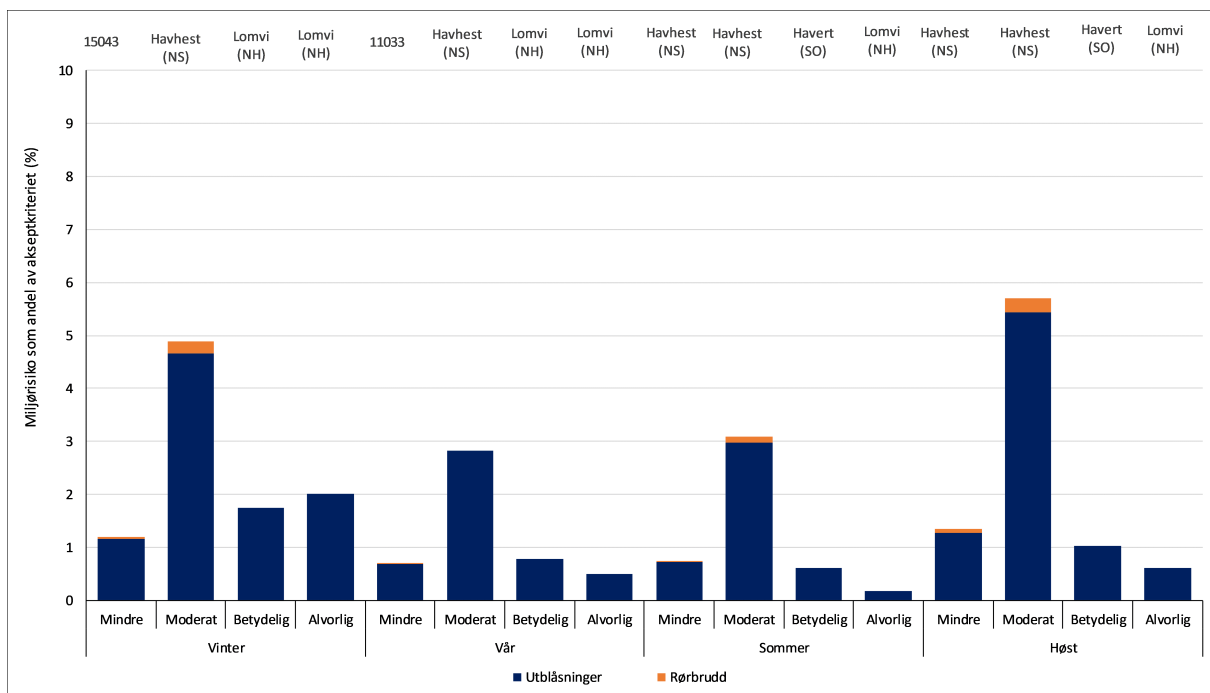
Faktorer som påvirker resultatene er nytt forvittringsstudie for Gudrun olje, forbedringer i OSCAR-modellen og i inngangsdata, inkludert strøm- og vinddata med en langt bedre oppløsning i tid og rom og en mer detaljert strandmaske.

5.2 SAMLET MILJØRISIKO FOR ALLE DFU-ER

Miljørisiko for Gudrun i år med høy og normal aktivitet er presentert i figur 5.1 og figur 5.2. Miljørisikoen er innenfor Equinors feltspesifikke akseptkriterier for alle skadekategorier gjennom hele året.

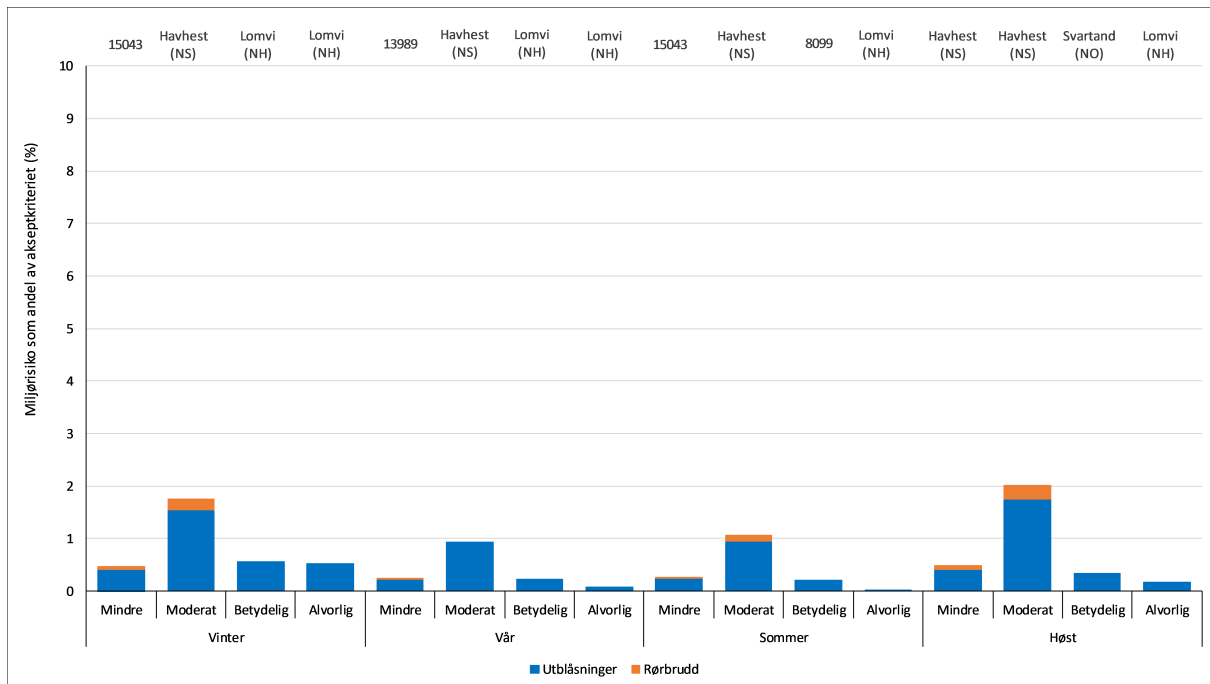
5.2. Samlet miljørisiko for alle dfu-er

Figurene viser høyeste miljørisiko i de fire skadekategoriene per sesong som andeler av Equinors feltspesifikke akseptkriterier. Bidraget til den samlede miljørisikoen fra de ulike DFU-ene er vist med fargekoder. Den høyeste miljørisikoen i år med høy aktivitet er beregnet for nordsjøbestanden av havhest med 5,7 % i skadekategori Moderat (restitusjonstid 1-3 år) om høsten. Den høyeste miljørisikoen i år med normal aktivitet er 2,0 %, også for nordsjøbestanden av havhest i skadekategori moderat om høsten.



Figur 5.1: Miljørisiko for Gudrun-feltet i år med høy aktivitet, presentert som prosentvis andel av Equinors feltspesifikke akseptkriterier for miljøskade. Bidrag fra de ulike DFU-ene er vist med fargekode. Miljørisiko er beregnet uten konsekvensreducerende tiltak. NH= Norskehavet, NS = Nordsjøen.

5.3. Miljørisiko for utblåsninger i år med høy aktivitet



Figur 5.2: Miljørisiko for Gudrun-feltet i år med normal aktivitet, presentert som prosentvis andel av Equinors feltspesifikke akseptkriterier for miljøskade. Bidrag fra de ulike DFU-ene er vist med fargekode. Miljørisiko er beregnet uten konsekvensreduserende tiltak. NH= Norskehavet, NS = Nordsjøen.

5.3 MILJØRISIKO FOR UTBLÅSNINGER I ÅR MED HØY AKTIVITET

5.3.1 RESULTATER FOR ÅPENT HAV

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for sjøfugl beregnet på datasett for åpent hav, for utblåsninger i år med høy aktivitet, er presentert for hver av de fire skadekategoriene per sesong i figur 5.3. Fullstendige resultater, inkludert sannsynlighet for bestandstap, er vist i tabell B.2 i vedlegg B.1.2.

Det er lav sannsynlighet for alvorlig skade (restitusjonstid >10 år) og betydelig skade (restitusjonstid 3 år - 10 år) og relative lave sannsynligheter for mindre og moderat skade (restitusjonstid <3 år) i alle sesonger. Høyeste sannsynlighet for en moderat skade (restitusjonstid 1-3 år) er 23 % for havhest i høsts sesongen.

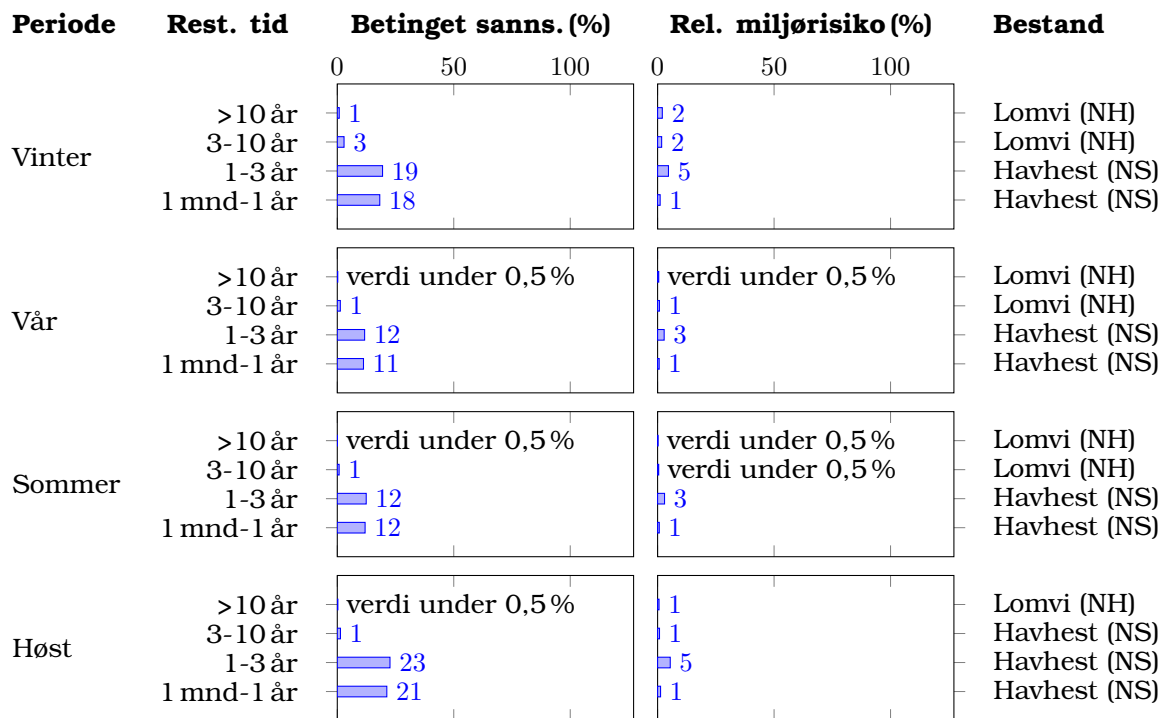
Høyeste beregnede miljørisiko er 5 % av Equinors feltspesifikke akseptkriterier i skadekategori Alvorlig for havhest i høst- og vintersesongen.

Den høyeste miljøriskoen i hver skadekategori er:

- 2 % i kategori Alvorlig for lomvi (vinter)
- 2 % i kategori Betydelig for lomvi (vinter)
- 5 % i kategori Moderat for havhest (høst og vinter)
- 1 % i kategori Mindre for havhest (vinter, vår, sommer og høst)

5.3. Miljørisiko for utblåsninger i år med høy aktivitet

Miljørisikoen for sjøfugl på åpent hav er innenfor Equinors feltspesifikke akseptkriterier for alle skadekategorier.



Figur 5.3: Høyeste skadesannsynlighet gitt hendelsen utblåsninger i år med høy aktivitet og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for sjøfugl på åpent hav ved Gudrun. Bestandskode: NH = Norskehavet, NS = Nordsjøen,

5.3.2 RESULTATER FOR KYST

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for sjøfugl beregnet på datasett for kyst, for utblåsninger i år med høy aktivitet, er presentert for hver av de fire skadekategoriene per sesong i figur 5.4. Fullstendige resultater, inkludert sannsynlighet for bestandstap, er vist i tabell B.3 i vedlegg B.1.2.

Det er lav eller ingen sannsynlighet for alvorlig (restitusjonstid >10 år) og betydelig skade (restitusjonstid 3 år - 10 år) og lave sannsynligheter for moderat og mindre skade (restitusjonstid <3 år) i alle sesonger. Høyeste sannsynlighet for en moderat skade (restitusjonstid 1-3 år) er 10 % for svartand i vintersesongen.

Høyeste beregnede miljørisiko er 2 % av Equinors feltspesifikke akseptkriterier for alle skadekategorier. Den høyeste miljørisikoen i hver skadekategori er:

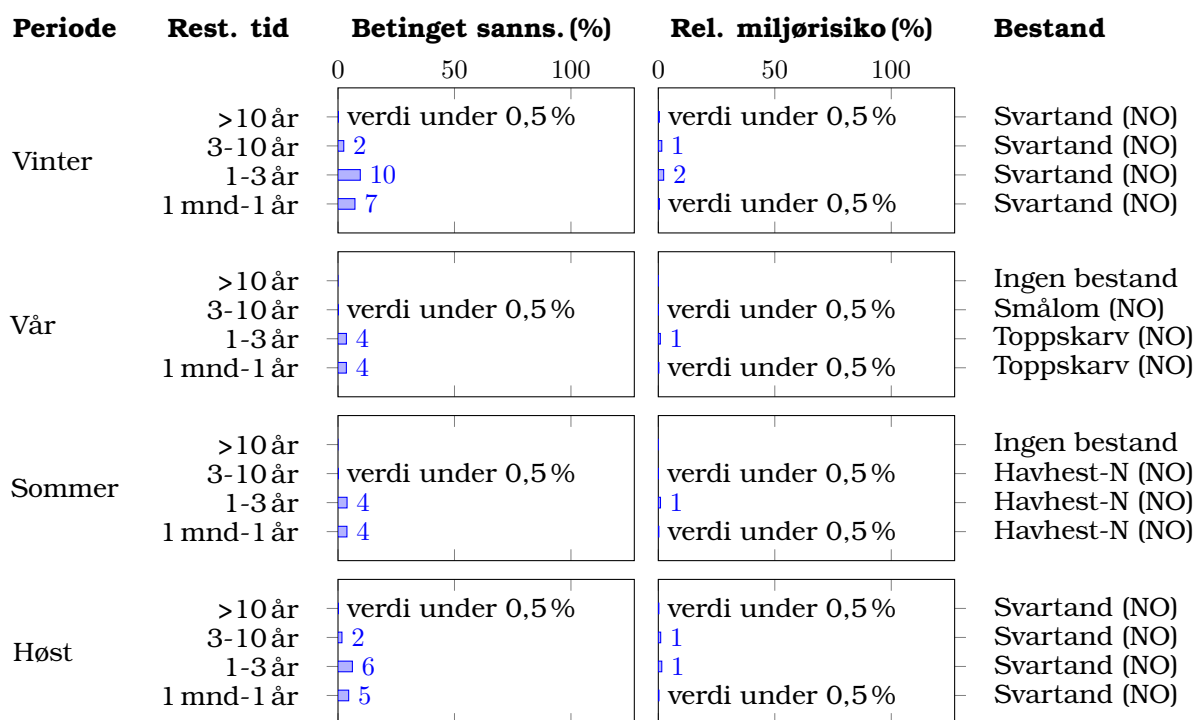
- <0,5 % i kategori Alvorlig for svartand (høst og vinter)
- 1 % i kategori Betydelig for svartand (vinter)
- 2 % i kategori Moderat for svartand (vinter)

5.3. Miljørisiko for utblåsninger i år med høy aktivitet

- <0,5 % i kategori Mindre for svartand, toppskarv, havhest (alle sesonger)

Svartand er en liten dykkand som overvintrer langs kysten (hekker ved ferskvann, og unntaksvis langs kysten). Den tilhører den økologiske gruppen "kystbundne dykkende sjøfugl", og er en av artene som er vurdert egnet til kvantitative miljørisikoanalyser i marine miljøer (Systad et al. 2018). Datasettet for sjøfugl ved kysten er basert på nasjonale bestander.

Miljørisikoen for sjøfugl ved kysten er innenfor Equinors feltspesifikke akseptkriterier for alle skadekategorier.



Figur 5.4: Høyeste skadesannsynlighet gitt hendelsen utblåsninger i år med høy aktivitet og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for sjøfugl ved kysten ved Gudrun. Bestandskode: NO: Nasjonal bestand

5.3.3 RESULTATER FOR SEL

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for sel, for utblåsninger i år med høy aktivitet, er presentert for hver av de fire skadekategoriene per sesong i figur 5.5. Fullstendige resultater, inkludert sannsynlighet for bestandstap, er vist i tabell B.4 i vedlegg B.1.2.

Det er lav sannsynlighet for alvorlig (restitusjonstid >10 år) og betydelig skade (restitusjonstid 3 år - 10 år) og lave sannsynligheter for moderat og mindre skade (restitusjonstid <3 år) i alle sesonger. Høyeste sannsynlighet for en moderat skade (restitusjonstid 1-3 år) er 8 % for havert i vintersesongen.

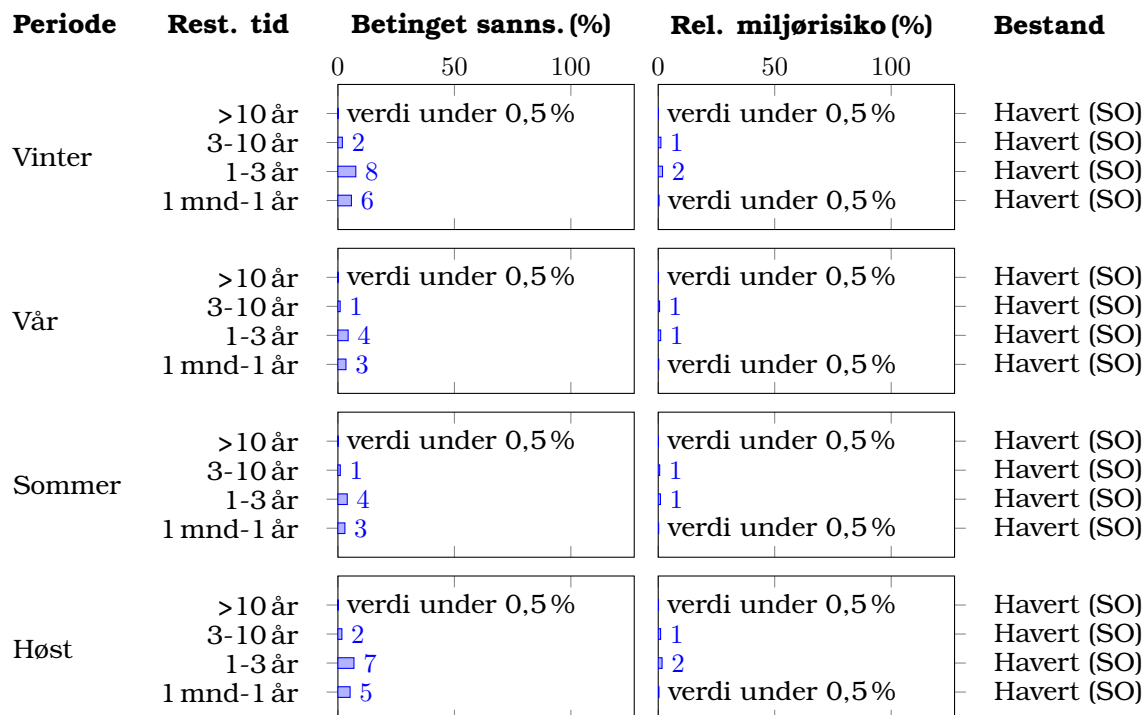
Høyeste beregnede miljørisiko er 2 % av Equinors feltspesifikke akseptkriterier for alle skadekategorien i alle sesonger. Den høyeste miljørisikoen i hver skadekategori er

- <0,5 % i kategori Alvorlig for havert (alle sesonger)

5.3. Miljørisiko for utblåsninger i år med høy aktivitet

- 1 % i kategori Betydelig for havert (alle sesonger)
- 2 % i kategori Moderat for havert (høst og vinter)
- < 0,5 % i kategori Mindre for havert (alle sesonger)

Miljørisikoen for sel er innenfor Equinors feltspesifikke akseptkriterier for alle skadekategorier.



Figur 5.5: Høyeste skadesannsynlighet gitt hendelsen utblåsninger i år med høy aktivitet og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for sel ved Gudrun. Bestandskode: SO = sørlig bestand.

5.3.4 RESULTATER FOR FISK

MIRA analysen viser ingen målbar økt dødelighet av egg eller fiskelarver for norsk vårgytende sild og nordøst-arktisk torsk, og influensområdet for olje i vannkolonnen overlapper ikke med gyteområdene til viktige fiskebestander i Nordsjøen. Risikonivået for fisk anses som lav og akseptabel.

5.3.5 RESULTATER FOR STRANDHABITAT

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for strandhabitat, for utblåsninger i år med høy aktivitet, er presentert for hver av de fire skadekategoriene per sesong i figur 5.6. Fullstendige resultater er vist i tabell B.5 i vedlegg B.1.2

Det er lav sannsynlighet for alvorlig (restitusjonstid >10 år) og betydelig skade (restitusjonstid 3 år - 10 år) og relativt lave sannsynligheter for moderat og mindre skade (restitusjonstid <3 år) i alle sesonger. Høyeste sannsynlighet for en mindre skade (restitusjonstid 1 mnd - 1 år)

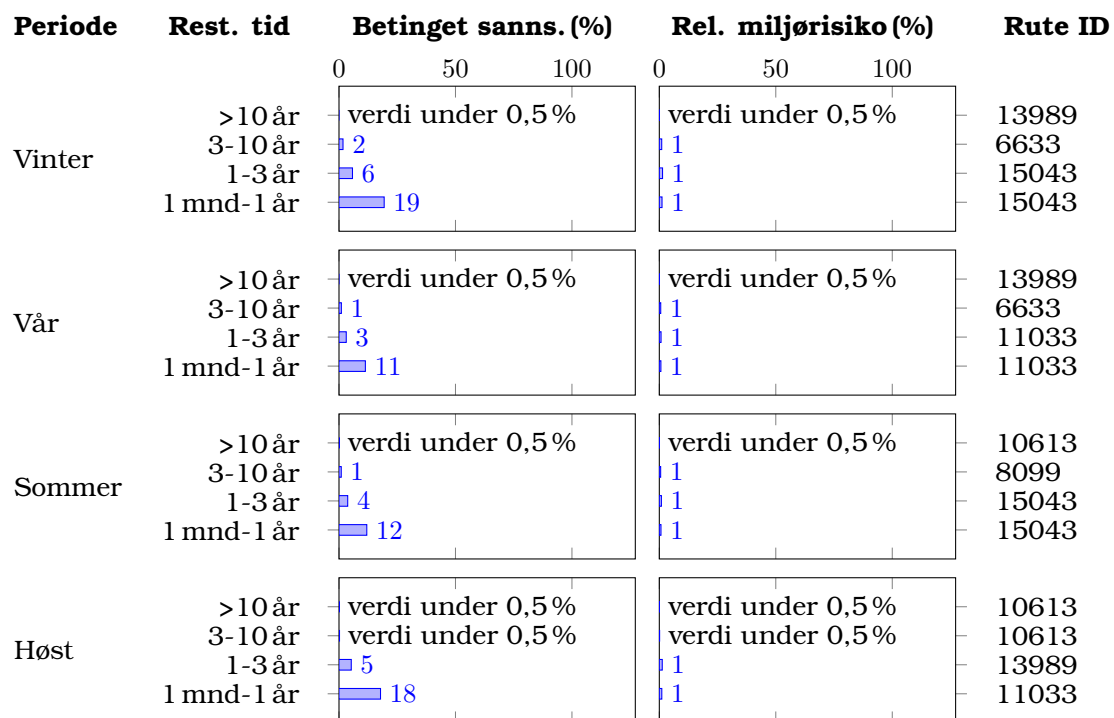
5.3. Miljørisiko for utblåsninger i år med høy aktivitet

er mindre en 19 % for strandrute 15043 (vinter) lokalisert i Solund kommunene i Sogn og Fjordane.

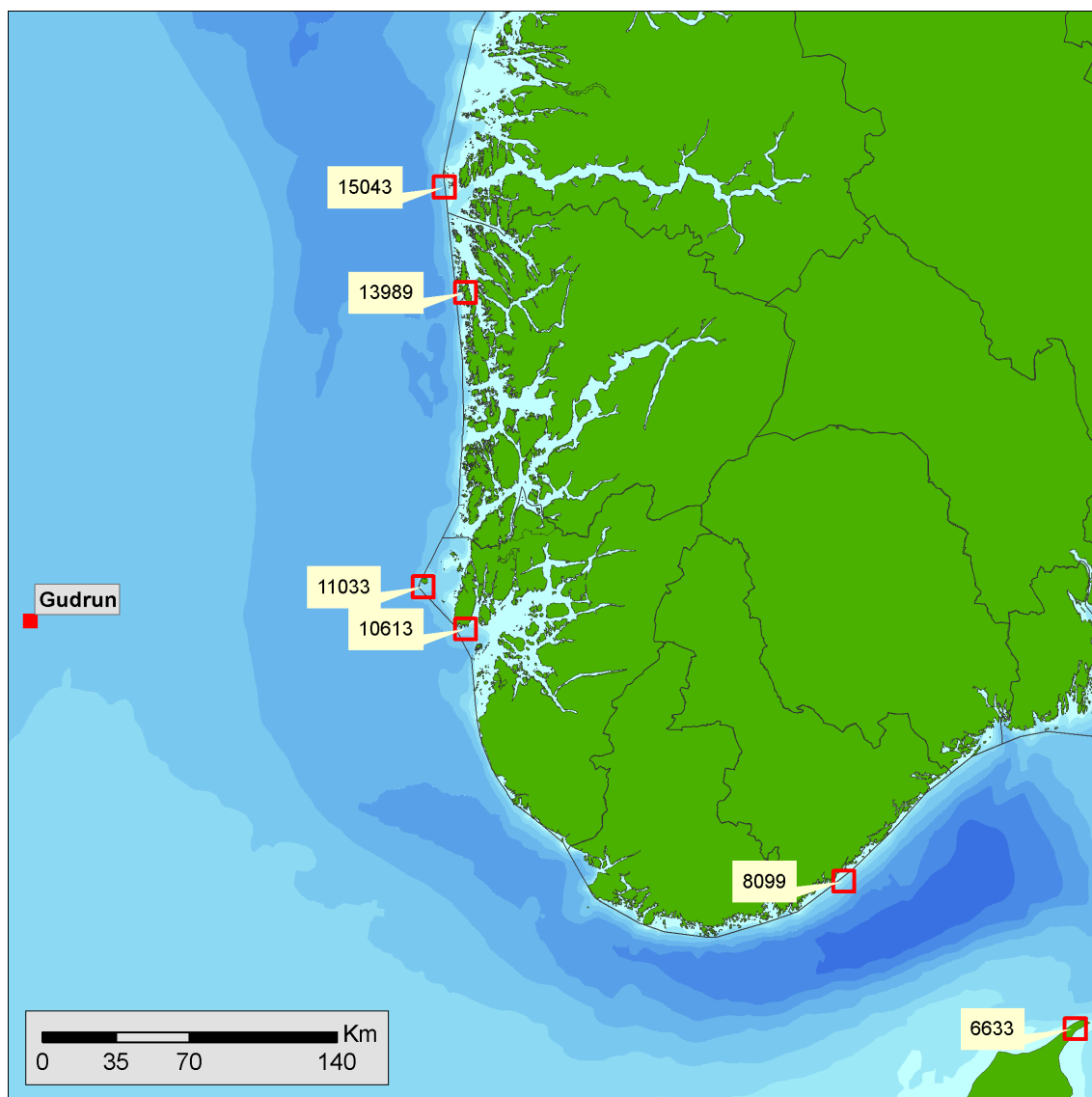
Høyeste beregnede miljørisiko er 1 % av Equinors feltspesifikke akseptkriterier for alle skadekategorier alle sesonger Den høyeste miljørisikoen i hver skadekategori er

- < 0,5 % i kategori Alvorlig (RuteID 13989, 10613)
- 1 % i kategori Betydelig (RuteID 6633, 8099, 10613)
- 1 % i kategori Moderat (RuteID 15043, 11033, 13989)
- 1 % i kategori Mindre (RuteID 15043, 11033)

Figur 5.7 viser den geografiske lokasjonen til de ulike strandrutene med høyest miljørisiko. Miljørisikoen for strandhabitat er innenfor Equinors feltspesifikke akseptkriterier for alle skadekategorier.



Figur 5.6: Høyeste skadesannsynlighet gitt hendelsen utblåsninger i år med høy aktivitet og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for strandlinje ved Gudrun. Kolonnen "Rute ID" inneholder identifikasjonsnummer for enkeltrutene (10×10 km) i rutenettet ContAct© (Alpha Miljørådgivning AS 2003).



Figur 5.7: Den geografiske lokasjonen til alle kartrutene i figur 5.6. Utslippsposisjonen til Gudrun er markert med en helfarget rød firkant.

5.4 MILJØRISIKO FOR UTBLÅSNINGER I ÅR MED NORMAL AKTIVITET

5.4.1 RESULTATER FOR ALLE VØK GRUPPENE

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for VØKene beregnet på datasett for alle VØK gruppene, for utblåsninger i år med normal aktivitet, er presentert for hver av de fire skadekategoriene per sesongi figur 5.8. Fullstendige resultater, inkludert sannsynlighet for bestandtap, er vist i tabellene B.7 til B.10 i vedlegg B.2.2.

Det er lav sannsynlighet for alvorlig og betydelig skade (restitusjonstid > 3 år) og relativt lav sannsynlighet for moderat og mindre skade (restitusjonstid < 3 år). Høyeste sannsynlighet for en moderat skade (1-3 år) er 20 % for havhest i høstsesongen. Influensområdet for olje i

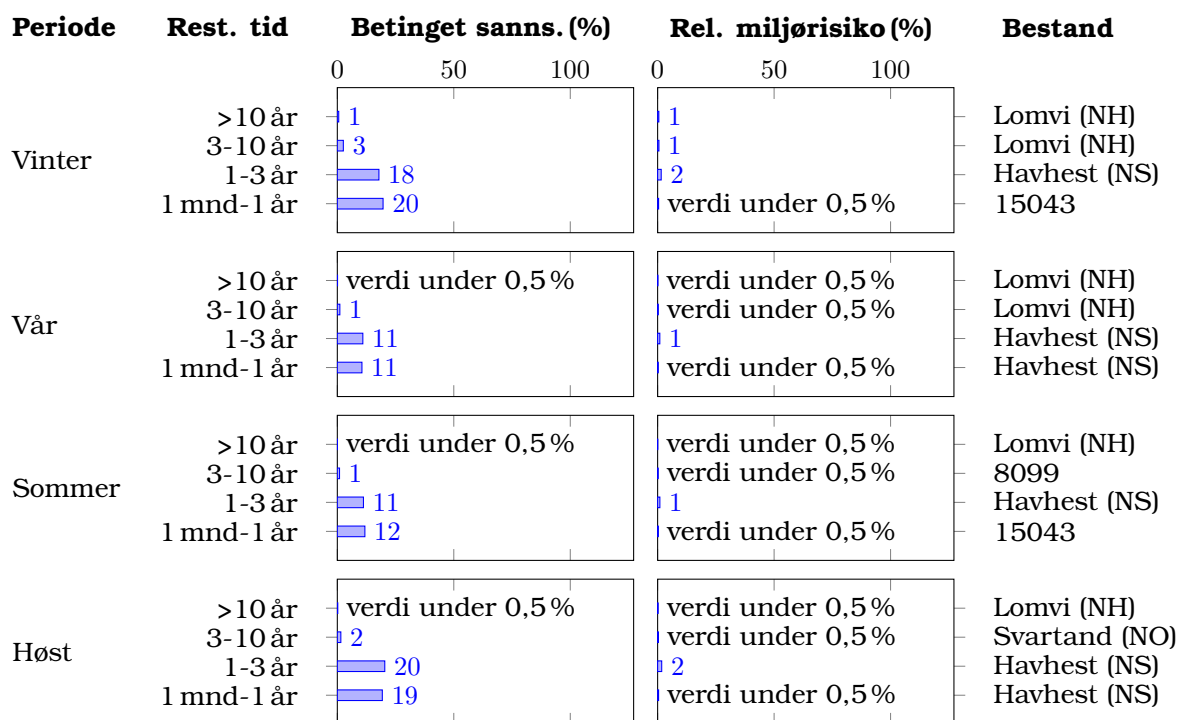
5.4. Miljørisiko for utblåsninger i år med normal aktivitet

vannkolonnen overlapper ikke med gyteområdene til viktige fiskebestander i Nordsjøen.

Høyeste miljørisiko er 2 % av Equinors feltfor havhest i høst. og vintersesongen. Den høyeste miljørisikoen i hver skadekategori er:

- 1 % i kategori Alvorlig for lomvi (vinter)
- 1 % i kategori Betydelig for lomvi (vinter)
- 2 % i kategori Moderat for havhest (høst og vinter)
- < 0,5 % i kategori Mindre for havhest (vår og høst) strandrute 15043 (vinter og sommer)

Miljørisikoen for alle VØK gruppene er innenfor Equinors feltspesifikke akseptkriterier for alle skadekategorier.



Figur 5.8: Høyeste skadesannsynlighet gitt hendelsen utblåsninger i år med normal aktivitet og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for alle VØK gruppene ved Gudrun. Bestandskode: NS = Nordsjøen,

5.5 MILJØRISIKO FOR RØRBRUDD

5.5.1 RESULTATER FOR ALLE VØK GRUPPENE

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for VØKene beregnet på datasett for alle VØK gruppene, for rørbrudd, er presentert for hver av de fire skadekategoriene per sesong i figur 5.9. Fullstendige resultater, inkludert sannsynlighet for bestandstap, er vist i tabellene B.12 til B.15 i vedlegg B.3.2.

Det er lav sannsynlighet for skade i alle skadekategoriene i alle sesonger. Høyeste miljørisiko er under 0,5 %.

Periode	Rest. tid	Betinget sanns. (%)	Rel. miljørisiko (%)	Bestand
		0 50 100	0 50 100	
Vinter	>10 år	verdi under 0,5 %	verdi under 0,5 %	Ingen bestand
	3-10 år	verdi under 0,5 %	verdi under 0,5 %	14583
	1-3 år	2	verdi under 0,5 %	Havhest (NS)
	1 mnd-1 år	3	verdi under 0,5 %	11033
Vår	>10 år	verdi under 0,5 %	verdi under 0,5 %	10613
	3-10 år	verdi under 0,5 %	verdi under 0,5 %	7667
	1-3 år	1	verdi under 0,5 %	Havsule(NS)
	1 mnd-1 år	1	verdi under 0,5 %	Havsule(NS)
Sommer	>10 år	verdi under 0,5 %	verdi under 0,5 %	Ingen bestand
	3-10 år	verdi under 0,5 %	verdi under 0,5 %	Ingen bestand
	1-3 år	1	verdi under 0,5 %	Havhest(NS)
	1 mnd-1 år	1	verdi under 0,5 %	Havhest(NS)
Høst	>10 år	verdi under 0,5 %	verdi under 0,5 %	13989
	3-10 år	verdi under 0,5 %	verdi under 0,5 %	13954
	1-3 år	3	verdi under 0,5 %	Havhest(NS)
	1 mnd-1 år	4	verdi under 0,5 %	15043

Figur 5.9: Høyeste skadesannsynlighet gitt hendelsen rørbrudd og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for alle VØK gruppene ved Gudrun. Bestandskode: NS = Nordsjøen,

RESULTATER FOR FISK Resultatene for fisk er presentert i to avsnitt (1) miljørisikoanalyse vha. MIRA-metode for norsk vårgytende sild og nordøst-arktisk torsk (skrei) og (2) overlappsanalyse for viktige fiskebestander i det aktuelle havområdet.

MIRA-analysen viser ingen sannsynlighet for økt dødelighet av egg eller fiskelarver, hverken for norsk vårgytende sild eller for nordøst-arktisk torsk. Det er dermed ingen sannsynlighet for noen reduksjon i årsklasserekruttering eller for målbar skade på de to bestandene. Miljørisikoen er derfor null.

Det arealmessige overlappet mellom influensområdet for olje i vannkolonnen og gyteområdene til viktige fiskebestander i Nordsjøen er presentert i tabell 5.1. Tabellen viser hvilke fiskebe-

5.5. Miljørisiko for rørbrudd

stander, og hvor stor andel av deres gyteareal, som overlapper med influensområdene for olje i vannkolonnen (THC-konsentrasjon > 100 ppb).

Influensområdet i vannkolonnen til et rørbrudd (DFU3) overlapper med gyteområdet til nordsjøhyse og nordsjøtorsk (se tabell C.1 for en oversikt over VØK-gytebestander som er vurdert). Overlappet er under 1 % og risikonivået til alle analyserte gytebestander anses som lav og akseptabel.

Tabell 5.1: Andelen gyteareal for ulike fiskebestander som overlapper med influensområdet til olje i vannkolonnen forårsaket av hendelsen rørbrudd ved feltet Gudrun

Gytebestand	Gyteareal (km ²)	Andel overlapp (%)			
		Vinter	Vår	Sommer	Høst
Nordsjøhyse	235 993	0.1	0.0	-	-
Nordsjøtorsk	131 290	0.3	0.1	-	-

6 RESULTATER FOR BEREDSKAPSANALYSE

Beredskapsanalysen danner beslutningsgrunnlag for operatørens valg av avtalefestet stående beredskapsløsning for Gudrun.

Formålet med beredskapsanalysen er å kartlegge behovet for oljevernberedskap ved et større uhellsutslipp av olje. I tillegg til dimensjonerende hendelse, som er en utblåsning i år med høy aktivitet, er det beregnet behov for oljevernberedskap i barriere 1 for rørbrudd og ett mindre uhellsutslipp på 100 m³.

Valg av metoder og utstyr for bekjempelse vil baseres på utslippets karakter, værforhold, effektivitet av utstyr og tilstedeværelse av sårbare ressurser. Hovedstrategien for aksjoner er bekjempelse nær kilden. Equinor vil tilstrebe å benytte den bekjempelsesmetode som resulterer i minst miljøskade.

Responstidene som er beregnet i analysen er verifisert av NOFO 22.10.2019 (Pers. komm. Ivar Kristoffersen, Rådgiver Plan, NOFO).

6.1 KRAV TIL OLJEVERNBEREDSKAP

Krav til oljevernberedskap for Gudrun er basert på Norsk olje og gass sin veiledning for miljørettede beredskapsanalyser ([Norsk olje og gass 2013](#)). Equinor har etablert følgende ytelseskrav mot akutt forurensning:

- Barriere 1 skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe beregnet emulsjonsmengde på sjø. Første system innen best oppnåelig responstid. Full kapasitet snarest mulig og senest innen 95-persentilen av korteste drivtid til land, basert på beregnet kapasitetsbehov. Equinor setter, som et minimum, krav til tilstrekkelig kapasitet for å bekjempe et oljeutslipp på minimum 500 m³ med ressurser som skal være klar for operasjon innen 5 timer etter at utslippet er oppdaget.
- Barriere 2 skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe den mengden emulsjon som passerer barriere 1 på grunn av operative begrensninger. Første system skal mobiliseres fortløpende etter at systemene i barriere 1 er mobilisert og med full kapasitet innen 95-persentilen av korteste drivtid til land.
- Barriere 3 og 4 skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av maksimalt strandet mengde emulsjon innen influensområdet. Systemene skal være mobilisert innen 95-persentilen 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 NOFOs eksempelområder.
- Barriere 5 skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av maksimalt strandet mengde emulsjon inn til et prioritert område. Personell og utstyr til

6.2. Dimensjonering av oljevernberedskap

strandsanering skal være klar til operasjon innen 95-persentilen av korteste drivtid inn til prioritert område for de berørte områder med kortere drivtid enn 20 døgn. En plan for grovrensing av forurenset strand skal utarbeides senest innen 7 døgn fra registrert påslag av oljeemulsjon. Grovrensing av de påslagsområder som prioriteres av operasjonsledelsen i samråd med aksjonsledelsen skal være gjennomført innen 100 døgn fra plan for grovrensing foreligger, forutsatt at dette kan gjennomføres på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte.

6.2 DIMENSJONERING AV OLJEVERNBEREDSKAP

BARRIERE 1 OG 2 For barriere 1 og 2 beregnes det et behov for antall havgående systemer basert på utslippsrate og oljetype. Dimensjonerende rate for å beregne beredskapsbehovet for felt er 90-persentilen av utblåsningsratene ([Norsk olje og gass 2013](#)). Dimensjonerende hendelse for Gudrun er en utblåsning i år med høy aktivitet.

For dimensjonering av barriere 1 benyttes egenskaper (fordamping, naturlig nedblanding, vannopptak og viskositet av emulsjon) for 2 timer forvitret olje. Det grunnleggende prinsippet er at kapasiteten i de ulike barrierene skal være tilstrekkelig til å kunne håndtere emulsjonsmengden ved de gitte betingelsene. Separate beregninger er gjort for vinter- og sommersesong.

For dimensjonering av barriere 2 er det utført beregninger av det antall systemer som kreves for å kunne bekjempe emulsjonsmengden som har passert barriere 1. I beregningen av systembehov for barriere 2 benyttes oljeegenskaper for 12 timer gammel olje.

BARRIERE 3 OG 4 Strandingsstatistikk for utblåsninger i år med høy aktivitet er lagt til grunn for beregning av oljevernberedskap i barriere 3 og 4. For vinter velges den høyeste av 95-persentilene for høst og vinter som dimensjonerende mengde og for sommer velges den høyeste av 95-persentilene for vår og sommer som dimensjonerende mengde.

BARRIERE 5 For barriere 5 er det beregnet strandrensebehov for berørte eksempelområder med kortere drivtid enn 20 døgn. Når korteste drivtid er lengre enn 20 døgn stilles det ikke spesifikke krav til beredskap i barriere 5. Basert på erfaringer antar man en rensekapasitet på 0,18 tonn olje per dagsverk. Equinor har valgt å gjøre beregninger for både sommer og vinterstid, og lagt inn en effektivitetsfaktor på dagsverk på 0,5 for vinterstid og 1,0 for sommerstid. Hvert strandrenselag består av 10 personer. I vinter inngår sesongene høst og vinter og i sommer inngår vår og sommer.

6.3 KJEMISK DISPERGERING

Kjemisk dispergering kan være en effektiv måte å redusere den totale økologiske skaden av et utslipp ved å bidra til å unngå eller redusere at emulsjon når særlig verdifulle områder og kysten. Kjemisk dispergering skal vurderes når dette totalt sett gir minst miljøskade sammenliknet

6.4. Oljens forvitring og egenskaper relatert til beredskap

med andre bekjempelsesmetoder. Ved en akutt utslippsituasjon må tilstedeværelse av sårbare ressurser vurderes før kjemisk dispergering igangsettes. Når miljøundersøkelser er igangsatt vil tilbakemeldinger fra feltundersøkelser være grunnleggende for beslutninger tilknyttet bruk av kjemiske dispergeringsmidler.

Kjemisk dispergering vil normalt være mest effektivt på fersk og lite forvitret olje, avhengig av filmtykkelse, og dispergeringsoperasjoner fokuseres derfor ved kilden (direkte i brønnstrømmen) og/eller på overflaten nær kilden (barriere 1).

Gudrund har godt potensiale for kjemisk dispergering. Kjemisk dispergering vil være et aktuelt bekjempelsestiltak for Gudrun under forhold der man har lenselekkasje ved mekanisk oppsamling pga. lav viskositet (opp til 24 timer ved lave vindstyrker).

Ved et utslipp vil alltid dispergeringsevnen til olje/ oljeemulsjon testes in-situ for å vurdere om dispergering kan være et egnet beredskapstiltak.

6.4 OLJENS FORVITRING OG EGENSKAPER RELATERT TIL BEREDSKAP

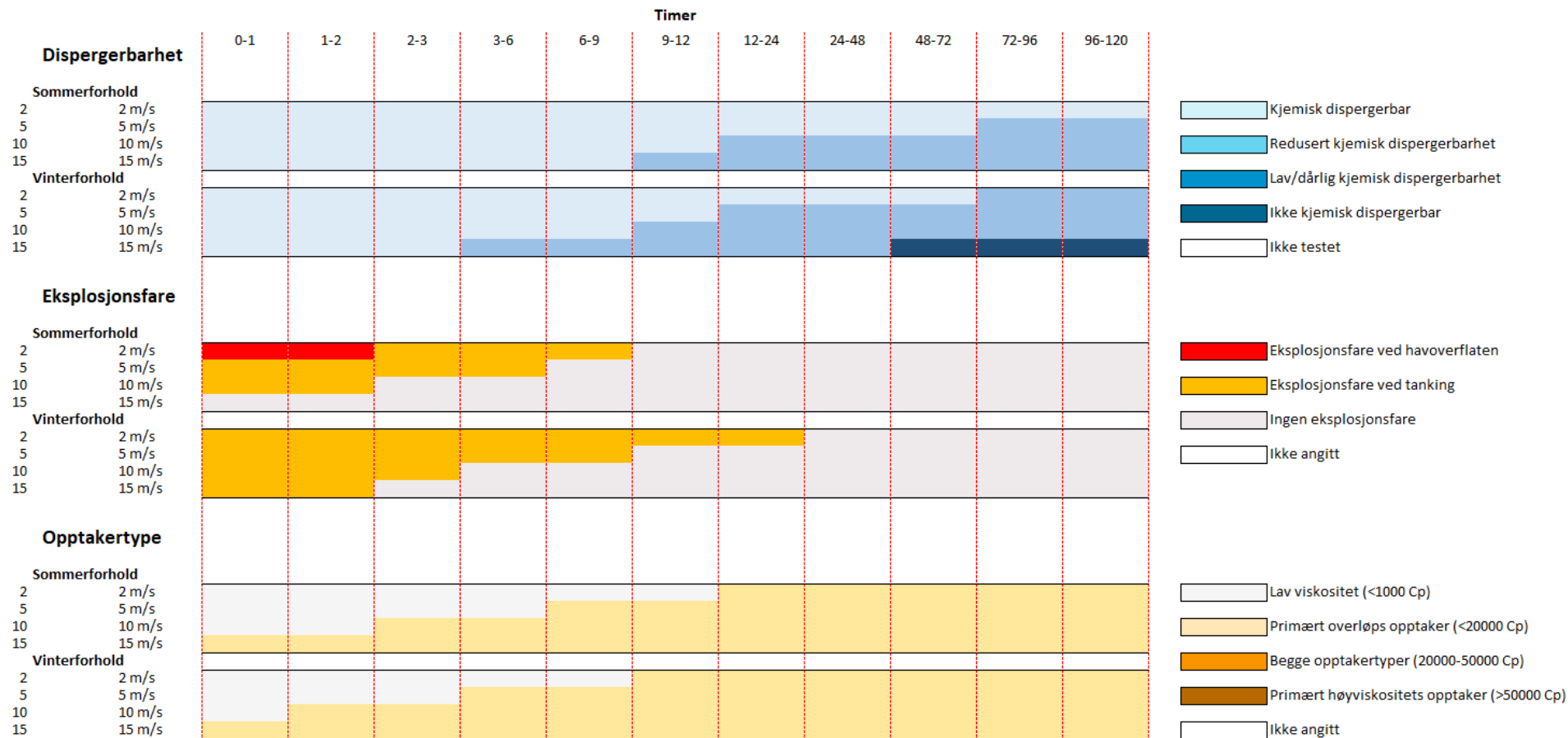
For beregning av systembehov i barriere 1 er forvittringsdata for 2 timer gammel olje lagt til grunn, mens det for beregning av systembehov i barriere 2 er lagt til grunn forvittringsdata for 12 timer gammel olje.

En oversikt over massebalansen til oljen ved den valgte lokasjonen til barriere 1 og 2 er gitt i tabell 6.1. Forvittringsdataene benyttes som grunnlag for å beregne tilflytsrater for det dimensjonerende scenarioet til barriere 1 og barriere 2. Tidsvinduer for mekanisk oppsamling, kjemisk dispergering, eksplosjonsfare og tilflyt for referanseoljen ved ulike vindstyrker ved sommer- og vinterforhold er illustrert i figur 6.1.

Tabell 6.1: Forvittringsdata for utslippet ved den valgte plasseringen til barriere 1 og 2 for Gudrun. Dataene er beregnet fra forvitringsegenskapene til oljen og klimatiske forhold ved lokasjonen.

Tid etter utslipp	Parameter	Vinter	Sommer
		5° C - 10m/s	10° C - 5m/s
2 timer	Fordampning (%)	35	33
	Nedblanding (%)	6	1
	Vanninnhold (%)	55	32
12 timer	Fordampning (%)	44	44
	Nedblanding (%)	22	2
	Vanninnhold (%)	72	74

Nøkkelegenskaper oljevern - Gudrun 2019



Figur 6.1: Tidsvinduer for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering (øverst) og eksplisjonsfare og tilflyt (nederst) for Gudrun 2019 ved ulike vindstyrker ved sommer- og vinterforhold. Figuren er hentet fra [NOFO \(2019\)](#)

6.5 BEREDSKAPSBEHOV PÅ ÅPENT HAV

Systembehovet i barriere 1 og 2 er presentert i tabell 6.3 og i tabell 6.4. For punktutslipp på 100 Sm³ er det beregnet behov for ett NOFO-system og for rørbrudd, 3 889 Sm³ er det beregnet behov for to NOFO-systemer. For dimensjonerende utslipp, med utslippsrate på 6 100 Sm³/d er det beregnet behov for seks og fem NOFO-system i barriere 1 og barriere 2 under hhv. vinter- og sommerforhold.

Beregningene av systembehov tar hensyn til reduksjonsfaktorer som følge av klimatiske forhold på valgt lokasjon for systemer. For Gudrun er det lagt inn lokasjoner for åpent hav på stasjon 5 og lokasjon for kyst ved stasjon 4. Se [NOFO \(2019\)](#) for detaljer angående lokasjon. Effektiviteten til systemene ved de valgte lokasjonene er oppsummert i tabell 6.2.

Forslag til beredskapsfartøy og responstider er presentert i tabell 6.5. Responstider for NOFO-systemer er basert på normal plassering på fartøyene. Beregningene er basert på en ganghastighet på 14 knop. Responstiden for slepefartøy er basert på redningsskøytene til Redningsselskapet (RS) og NOFO slepefartøy. Redningsskøytene har frigivelsestid på 2 timer og en marsjfart på 20 knop. Beredskapsfartøy ved Sleipner er første system for Gudrun. Fartøy tilknyttet Gudrun (Ocean Viking) er slepefartøy for første oljevernssystem.

Med de oppgitte responstider og antall NOFO-systemer er ytelseskravene til oljevernberedskap for Gudrun i barriere 1 og 2 tilfredsstilt.

Tabell 6.2: Gjennomsnittlig opptakseffektivitet for NOFO-system og kystsystem, gitt bølgeforhold ved Gudrun gjennom året.

	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
NOFO-system	45,9%	67,8%	77,5%	58,2%	62,3%
Kystsystem	47,9%	67,6%	80,9%	58,8%	63,8%

Tabell 6.3: Beregnet systembehov ved mindre utslipp - punktutslipp med utslippsvolum på 100 m³ og et rørbrudd med utslippsvolum på 3 889 m³ fra Gudrun.

Utslippsvolum	100m ³		3889m ³	
Parameter	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
	5° C-10m/s	10° C-5m/s	5° C-10m/s	10° C-5m/s
Fordampning etter 2 timer på sjø (\%)	35	33	35	33
Nedblanding etter 2 timer på sjø (\%)	6	1	6	1
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (\stqmp/day)	59	66	2295	2567
Vannopptak etter 2 timer på sjø (\%)	55	32	55	32
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i B1 (\stqmp/day)	131	97	5099	3775
Viskositet av emulsjon inn til B1 (cP)	951	360	951	360
Beregnet behov for NOFO-systemer	1	1	2	2

Tabell 6.4: Beregnet systembehov i barriere 1 og 2. Beregningene er basert på tilflytsraten til barrierene som følge av en utblåsning med dimensjonerende (90-persentil) rate ved Gudrun. For beregning av tilflytsrate og systembehov i barriere 2 er det tatt hensyn til effektiviteten i barriere 1. Systembehovet er rundet opp til nærmeste heltall.

Parameter	Vinter 5° C - 10m/s	Sommer 10° C - 5m/s
Utstrømningsrate (Sm^3/d)	6100	6100
Tetthet (Kg/Sm^3)	810	810
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	35	33
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	6	1
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm^3/d)	3599	4026
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	55	32
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i B1 (Sm^3/d)	7998	5921
Viskositet av emulsjon inn til B1 (cP)	951	360
Beregnet behov for NOFO-systemer i B1	3	3
Samlet barriereeffektivitet i B1	46%	77%
Emulsjonsmengde inn til B2 (Sm^3/d)	4325	1334
Oljemengde inn til B2 (Sm^3/d)	1946	907
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	44	44
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	22	2
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm^3/d)	1460	798
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	72	74
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i B2 (Sm^3/d)	5213	3070
Viskositet av emulsjon inn til B2 (cP)	2783	1124
Beregnet behov for NOFO-systemer i B2	3	2
Samlet barriereeffektivitet i B2	23%	39%
Behov for NOFO-systemer i B1 og B2	6	5
Samlet barriereeffektivitet i B1 og B2	37%	64%

6.6. Beredskapsbehov ved kyst og strand

Tabell 6.5: Eksempel på mobilisering av NOFO-systemer på åpent hav. Responstid er summen av mobilisering/frigivelsestid, transittid og utsetting av lensen, rundet opp til nærmeste hele time. RS = Redningskøyte. Merk at systembehov for dimensjonerende hendelse er seks systemer.

System nr	OR-Fartøy/sleper	Frigivelsestid (t)	Transitt (t)	Utsetting av lense (t)	Klar innen (t)	Responstid (t) komplett system
1	Sleipner/Utsira Sør	2	1.9	1	5	5
	Daughtercraft/RS Haugesund	-	-	1	1	
2	Sleipner/Utsira Nord	6	2.5	1	10	10
	RS Egersund	2	6.8	1	10	
3	Ula/Tambar	6	8.2	1	16	24
	NOFO pool	-	-	-	24	
4	Troll/Oseberg	6	8.9	1	16	24
	NOFO pool	-	-	-	24	
5	Gjøa	4	11.1	1	17	24
	NOFO pool	-	-	-	24	
6	Tampen	6	10.3	1	18	24
	NOFO pool	-	-	-	24	
7	Ekofisk	6	11.1	1	19	24
	NOFO pool	-	-	-	24	
8	Stavanger 01	10	8.6	1	20	24
	NOFO pool	-	-	-	24	

6.6 BEREDSKAPSBEHOV VED KYST OG STRAND

6.6.1 BEREDSKAPSBEHOV I BARRIERE 3 OG 4

Systembehovet i barriere 3 er presentert i tabell 6.6. Beregningene er basert på 95-persentilen av strandet mengde emulsjon langs hele kystlinjen og strandingsperiode for den dimensjonerende hendelsen.

95-persentilen av størst strandet emulsjonsmengde, gitt en utblåsning og uten oljevernberedskap, er 2 949 tonn (vinter) og 1 752 tonn (sommer). Korteste drivtid til land er 11,5 døgn om vinter og 13 døgn sommer.

Basert på mengde emulsjon til land, beregnes det et beredskapsbehov på tre kystsystemer på vinteren og to på sommeren.

Vurdering av behov for ytterligere ressurser og utstyr vil være en kontinuerlig prosess under en aksjon, og vil kunne mobiliseres etter behov og iht. eksisterende avtaler mellom NOFO, Kystverket og de berørte IUA-er. Riktig og tilstrekkelig dimensjonert beredskap vil være et viktig tiltak for å redusere mengde olje inn til kyst og strand, og for å hindre remobilisering av

6.6. Beredskapsbehov ved kyst og strand

Tabell 6.6: Beregnet systembehov i barriere 3 og 4. Beregningene er basert på 95-persentilen av strandet mengde emulsjon som følge av en utblåsning i år med høy aktivitet ved Gudrun. Effekten av barriere 1 og 2 er tatt hensyn til i beregningene. Systembehovet er rundet opp til nærmeste heltall.

Parameter	Vinter	Sommer
	5° C - 10m/s	10° C - 5m/s
95-persentil av strandet emulsjonsmengde (tonn)	2949	1752
Samlet barriereeffektivitet i B1 (%)	46%	77%
Strandet mengde etter effekt av B1 (tonn)	1595	395
Samlet barriereeffektivitet i B2 (%)	23%	39%
Strandet mengde etter effekt av B2 (tonn)	1229	242
Antall døgn hvor stranding forekommer (d)	10	10
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i B3 (tonn/d)	123	25
Beregnet behov for kystsystemer i B3	2	1
Samlet barriereeffektivitet i B3 (%)	48%	81%
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i B4 (Sm ³ /d)	64	5
Beregnet behov for kystsystemer i B4	1	1
Antall NOFO eksempelområder med landpåslag	4	1

olje.

6.6.2 BEREDSKAPSBEHOV I BARRIERE 5

Strandingsstatistikk, tilgjengelig mengde emulsjon for rensing (dimensjonerende mengde) og estimert antall dagsverk for barriere 5 er presentert i tabell 6.7.

Barriere 1 til 4 er dimensjonert med mål om å hindre stranding. Når korteste drivtid til prioriterte områder er kortere enn 20 døgn beregnes det et beredskapsbehov også for barriere 5. Dette gjelder for fire eksempelområder for Gudrun.

Eksempler på behov for strandrenselag i prioriterte områder med drivtider kortere enn 20 døgn er presentert i tabell 6.7. Hvert strandrenselag består av 10 personer. Det er lagt inn en effektivitetsfaktor på 0,5 for vinteren. Det er antatt at strandrensing skal være gjennomført innen 100 døgn.

Ytterligere ressurser vil kunne mobiliseres ved behov og i henhold til eksisterende avtaler mellom NOFO, Kystverket og berørte IUA-er.

6.7. Oppsummering oljevernberedskap

Tabell 6.7: Eksempler på behov for strandrenselag i prioriterte områder med strandingssannsynlighet større enn 5 % og driftid kortere enn 20 døgn ved Gudrun.

Eksempelområde	Driftid (døgn)				Antall strandrenselag			
	Vinter	Vår	Sommer	Høst	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Austevoll	17.7	19.6	35.1	20.0	1	1	-	1
Onøy (Øygarden)	17.0	20.1	30.9	18.5	1	-	-	1
Utsira	17.1	20.2	32.2	16.5	1	-	-	1
Ytre Sula	17.0	23.1	28.1	19.3	1	-	-	1

6.7 OPPSUMMERING OLJEVERNBEREDSKAP

Beregnet beredskapsbehov og eksempel for beredskapsløsning for Gudrun er presentert i tabell 6.8. Med den presenterte beredskapsløsningen er ytelseskravene til Gudrun oppfylt. Den endelige beredskapsløsningen vil detaljeres i oljevernplanen for feltet.

Tabell 6.8: Oppsummering av oljevernberedskapsbehov for dimensjonerende hendelse, utblåsning i år med høy aktivitet, ved Gudrun,

Barriere 1 og 2 - bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	6 NOFO systemer Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 24 timer Tilgang til ressurser for kjemisk dispergering.
Barriere 3 og 4 - bekjempelse i kyst- og strandsone	
Systemer og responstid	3 kystsystemer 4 prioriterte områder med landpåslag Tidlig varsling og mobilisering i samråd med NOFO. Responstid for første system innen 11 dager.
Barriere 5 - strandrensing	
Ressurser	Mobilisering av strandrenselag med tilstrekkelig kapasitet til å håndtere 95-persentil av strandet emulsjonsmengde i NOFO eksempelområder.

BIBLIOGRAPHY

- Acona, Akvaplan-niva og DNV GL. Oljedriftsmodellering for standard miljørisikoanalyser-beste praksis. Driverdata, inngangsdata og innstillinger. A Bjørgesæter, P Lindersen, A Rudberg, C Stephansen og GM Skeie. Technical report, 2016.
- Acona, Akvaplan-Niva, og DNV GL. Oljedriftsmodellering for standard miljørisikoanalyser - Beste praksis. Driverdata, inngangsdata og innstillinger. a. bjørgesæter, p. lindersen, a. rudberg, c. stephansen, og g.m. skeie. *Technical Report*, 2016.
- Alpha Miljørådgivning AS. ContAct GIS. Rutenettet er ikke benyttet i analysene, men er tatt med som en referanse for at spesielt interesserte skal kunne finne den geografiske lokasjonen til strandhabitatrutene vha. deres ID-nummer., 2003.
- DNV & NINA. Grunnlagsrapport. Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (HFB). Konsekvenser av akuttutslipp for sjøfugl, sjøpattedyr og strand. Rapportnr.: 2010-0539. 2010.
- DNV & SINTEF. Petroleumsvirksomhet. Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningsplanen for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten (HFB). Konsekvenser av akutt utslipp for fisk. 2010.
- DNV GL - BaSEC. Status report for oil spill response in the barents sea south-east. a basec rapport. report no.: 2015-0997, rev. a . document no.:1t1ss0a-14. date: 2015 -11-18. Technical report, 2015.
- Equinor ASA. Equinors styrende dokumenter WR1151 Versjon 4. 2018.
- Equinor ASA. Blowout scenario analysis for Gudrun Field, rev 2. Technical report, Equinor, 2019.
- B.E. Grøsvik, S. Meier, P.A. Horneland, V. Lien, and F. Vikebø. Erfaringer, modellsimuleringer og kartverktøy til støtte for vurdering av dispergeringsmiddel i statens oljevernberedskap. *Rapport fra Havforskningen*, 2, 2014.
- Henriksen, S. and Hilmo, O. (red.). Norsk rødliste for arter 2015. Artsdatabanken, Norge. 2015.
- HI & DN. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med natur-og ressursbeskrivelser. *Fisken og Havet nr.6*, 2007.
- HI & DN. Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak. Arealrapport. Ta-2681/2010. *Fisken og Havet*, 6, 2010.
- Levitus. URL <http://iridl.ldeo.columbia.edu/SOURCES/.LEVITUS/>.
- Lloyd's Register Consulting. Blowout and well release frequencies based on sintef offshore blowout database 2016. report for: Sintef offshore blowout database sponsors. report no: 19101001-8/2017/r3 rev: Final. date: 28 april 2017. Technical report, Lloyd's Register Consulting - Energy AS, 2017.
- Meteorologisk institutt. URL www.met.no.

- NINA. Tverrsektoriell vurdering av konsekvenser for sjøfugl. Grunnlagsrapport til en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. 2008.
- NOFO. Nofo-standard: Krav til oljevern fartøy på norsk sokkel. rev. 09 mai 2011. 2011.
- NOFO. Plangrunnlag, 2019. URL <http://www.nofo.no/planverk/>.
- NOFO & OLF. Veileder for Miljørettet Beredskapsanalyse. DNV rapport til NOFO - Norsk Oljevernforening for Operatørselskaper og OLF - Oljeindustriens Landsforening. Rapport nr. 2007-0934. Revisjon nr. 1. 2007.
- Norsk olje og gass. Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser. Rev. dato: 16.08. 2013. 2013.
- OLF. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA). Revisjon. 2007.
- OLF. Metode for miljørisiko på fisk ved akutte oljeutslipp. Rapport nr. 2007-2075, 2008.
- SEAPOPOP. Sjøfugl i Norge 2012. Resultater fra SEAPOPOP programmet. www.seapop.no. 2013. URL www.seapop.no.
- SINTEF. MEMW (Marine environmental modeling workbench) OSCAR and Dream Models. User manual version 7.0.1. 2015.
- SINTEF. MEMW (Marine environmental modeling workbench.) User manual for OSCAR and DREAM. Version 8.0.1. Technical report, SINTEF, 2017.
- Sintef. Gudrun crude oil - Weathering properties and behaviour at sea. Technical report, Sintef, 2019.
- G.H.R Systad, A. Bjørgesæter, O.W. Brude, and G.M. Skeie. Standardisering og tilrettelegging av sjøfugldata til bruk i konsekvens- og miljørisikoberegninger. NINA Rapport 1509. Norsk institutt for naturforskning, bergen, mai 2018. 2018.
- F.B Vikebø, P. Rønningen, S. Meier, B.E. Grøsvik, and V.S. Lien. Dispersants have limited effects on exposure rates of oil spills on fish eggs and larvae in shelf seas. *Environmental science & technology*, 49(10):6061–6069, 2015.
- Frode B Vikebø, Petter Rønningen, Vidar S Lien, Sonnich Meier, Mark Reed, Bjørn Ådlandsvik, and Trond Kristiansen. Spatio-temporal overlap of oil spills and early life stages of fish. *ICES Journal of Marine Science: Journal du Conseil*, page fst131, 2013.

A VEDLEGG: METODER

A.1 METODE FOR SIMULERING AV OLJEDRIFT

De stokastiske oljedriftsimuleringene er gjort med modulen Oil Spill Contingency And Response (OSCAR), en del av programvarepakken MEMW 10.0.1 fra SINTEF. Basert på relevante inngangsdata (beskrevet nedenfor) simulerer programvaren spredning av olje på vannoverflaten, i vannkolonnen og akkumulering av olje på kystlinjen. Denne seksjonen beskriver inngangsdata til og bruken av OSCAR i grove trekk. En ytterligere beskrivelse finnes i brukermanualen (SINTEF 2017). OSCAR er satt opp i henhold til *Beste Praksis* for oljedriftsimulering for standard miljørisikoanalyser (Acona, Akvaplan-niva og DNV GL 2016).

Tabell A.1: Inngangsdata til de stokastiske oljedriftsimuleringene for DFU-er ved Gudrun.

Parameter	Verdi/Referanse
Vinddata	NORA10 (2007-2016)
Havstrømdata	SVIM (2007-2016)
Oljetype	Gudrun 2018
Vanndyp (m)	109
Breddegrad (°N)	61.0202587
Lengdegrad (°E)	3.4620128
Geodetisk system	WGS 84
Oljetetthet (kg/m ³)	810
Gasstetthet (kg/m ³)	0.7739
Gass-til-olje ratio	368

INNGANGSDATA Oljedriftsimuleringene er basert på inngangsdata, eller -variable, av to ulike kategorier: (1) fikserte og (2) stokastiske. Til den første kategorien hører variable som vi med rimelig sikkerhet kan predikere verdiene til ved en potensiell oljeforurensning. Disse omfatter oljens egenskaper, brønnposisjon, vanndyp, og vannkolonnens temperatur- og saltholdighetsprofiler for ulike tider av året ved utslippspunktet. Til den andre kategorien hører variable som vi ikke kan predikere eksakt, og som vi derfor må representere med sannsynlighetsfordelinger. Disse fordelingene er basert på andre typer simuleringer og/eller historiske data. Denne kategorien inngangsdata omfatter utblåsningsrate, utblåsningsvarighet, utslippsdyp (sjøbunn eller overflate), samt styrke og retning på vind og havstrømmer. Disse er listet i tabell A.1. Månedlig vanntemperatur (over og under sprangsjiktet), salinitet, og dybde på sprangsjiktet er basert på geografisk posisjon til utslippspunktet (SINTEF 2015). Vinddataene har horisontal- og tidsoppløsning på hhv. 10 km og 3 timer. Strømdataene har horisontal- og tidsoppløsning på hhv.

4 km og 1 dag .

STOKASTISKE SIMULERINGER Simuleringene ble gjennomført stokastisk i batch value mode, der man utfører en stokastisk simulering for alle kombinasjoner av utslippsdyp, -rate og -varighet. Hver stokastiske simulering består av mange enkeltsimuleringer utført etter hverandre for hele året. Antall enkeltsimuleringer i en stokastisk simulering bestemmes av utblåsningsvarighet og antall år med vind- og strømdata tilgjengelig. Målet er å ha tilstrekkelig antall simuleringer slik at variabiliteten i vind- og strømdataene (gjennom året og mellom år) forplantes til en variasjon i utgangsdataene, og dermed gir oss tall på usikkerheten i disse. Fordi noen av inngangsdataene er stokastiske variable, så vil alle utgangsdataene også være stokastiske variable. Det ble laget 60 scenarier med unike kombinasjoner av utslippsdyp, -rate og -varighet ($2 \times 6 \times 5$). Totalt ble det simulert 12960 enkeltsimuleringer.

MODELLAVGRENSING Alle simuleringene ble gjort innenfor et tredimensjonalt (3D) modellrutenett (habitatgrid i OSCAR) med 3×3 km horisontaloppløsning og 5 m vertikaloppløsning ned til 50 m.

UTGANGSDATA Resultatene fra hver stokastiske simulering ble eksportert fra OSCAR til tekstfiler. Filene ble etterprosessert (bla. vektning av resultatene med sannsynlighetsfordelingen til de stokastiske inngangsdataene) vha. egenutviklet programkode i MatLab® og brukt til å beregne to typer data: (1) *influensområder*, beregnet for olje hhv. på havoverflate, i vannkolonne og på kystlinjen, og (2) *Strandingsstatistikk*, som omfatter sannsynligheten for stranding, sannsynlighetsfordelingen for korteste strandingstid, og sannsynlighetsfordelingen for strandet mengde vann-i-olje-emulsjon. Sannsynlighetsfordelingene ble rapportert vha. persentilverdier, forklart i vedlegg A.1.2. Statistikken for stranding ble beregnet både for kysten totalt (all oljeberørt kyst) og for 35 eksempelområder for oljevern, dvs. prioriterte kystområder utvalgt på grunn av deres spesielle verdi eller sårbarhet mht. oljeforurensning.

A.1.1 DEFINISJON AV INFLUENSOMRÅDER

Ved stokastisk simulering av oljedrift kan man definere influensområder. Dette er statistikker for oljens utbredelse i rommet. Slike influensområder kan defineres for tre ulike romlige områder, for olje på sjøoverflaten, for olje i vannkolonnen og for olje på kyststripen. Et influensområde beregnes ved å legge alle de enkelte oljedriftene fra en simulering oppå hverandre, og trekke ut alle kartruter som har mer enn 5% sannsynlighet for å bli truffet av olje. Denne sannsynligheten er antall oljedrifter som treffer ruten dividert på det totale antall oljedrifter i simuleringen. Størrelsen på kartrutene er vanligvis 2×2 km eller 10×10 km. At en rute er truffet er definert ulikt for de tre influensområdene som brukes i denne rapporten, se nedenfor.

INFLUENSOMRÅDE FOR OLJE PÅ SJØOVERFLATEN Influensområdet til olje på sjøoverflaten består av alle kartruter som har mer olje på overflaten enn $0,01$ tonn/km², i mer enn 5% av

enkeltsimuleringene. Denne grenseverdien representerer den antatt minste mengden olje som gir målbart tap av sjøfugl (Metode for Miljørettet Risikoanalyse, [OLF 2007](#)).

INFLUENSOMRÅDE FOR OLJE I VANNKOLONNEN Influensområdet for olje vannkolonnen består av alle kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 100 ppb, i mer enn 5% av enkeltsimuleringene. Denne grenseverdien representerer den antatt laveste konsentrasjonen av olje som er dødelig for fiskelarver ([DNV & SINTEF 2010](#)).

INFLUENSOMRÅDE FOR OLJE AKKUMULERT PÅ LAND Influensarealet for akkumulert olje på kystlinjen beregnes ved å summere arealet av alle kartruter med mer akkumulert olje på land enn 0,01 tonn/km kystlinje, i mer enn 5% av enkeltsimuleringene. Denne grenseverdien representerer den antatt minste mengden olje som kan gi målbar skade på kyststripen (Metode for Miljørettet Risikoanalyse, [OLF 2007](#)).

AREAL AV INFLUENSOMRÅDER I FORHOLD TIL AREAL AV ENKELTOLJEDRIFTER Det er viktig å være klar over at arealet til et influensområde ikke er det samme som arealet til noen av enkeltoljedriftene (oljeflak) i en stokastisk simulering. Siden de ulike oljedriftene er simulert for ulike tidsvinduer, med ulike vind- og strømforhold, så vil de kunne variere mye i areal og i romlig utstrekning. Arealet av influensområdet vil derfor kunne avvike mye fra arealene til de enkelte oljedriftene i simuleringen. To ytterpunkter er verd å kommentere. Simuleringer der de enkelte oljedriftene har store arealer og hvor disse arealene er moderat romlig spredt i forhold til hverandre vil kunne gi influensområder som har arealer mye større enn de enkelte oljedriftene. Motsatt er det for simuleringer der de enkelte oljedriftene har relativt små arealer og hvor disse arealene har stor romlig spredning i forhold til hverandre. I dette tilfellet kan influensområdet få et areal som er mindre enn arealet til noen av de enkelte oljedriftene. Dette skyldes at arealet med mer enn 5 % sannsynlighet for treff vil bli gradvis mindre jo mer spredt oljedriftene er.

A.1.2 BEREGNING AV PERSENTILER

Inngangsdataene til en stokastisk simulering inneholder stokastiske variable derfor vil også dens utgangsdata være stokastiske variable. Dette betyr at dersom en stokastisk simulering består av n ulike enkeltsimuleringer, så vil den generere n sett av utgangsdata, ett sett for hver enkeltsimulering. For hver av disse enkeltsimuleringene kan vi beregne et knippe av deskriptive variable, som hver representerer en relevant egenskap ved oljeutslippet. Eksempler på slike deskriptive variable, blant mange andre, er sjøareal som er berørt av olje, tiden oljen bruker på å drive til land (drivtid) og strandet mengde vann-i-olje emulsjon. Dette betyr at man fra én stokastisk simulering kan produsere en *sannsynlighetsfordeling* av n ulike verdier for hver av de deskriptive variablene, noe som gjør også disse til stokastisk variable.

Sannsynlighetsfordelingene av verdier, en for hver av de ulike deskriptive variablene, forteller hvordan oljedrifter fra ett og samme utslippspunkt kan variere i egenskaper når man kom-

binerer variasjonen i alle inngangsdataene som er brukt. Disse fordelingene er derfor verdifulle når man skal tolke de stokastiske oljedriftsimuleringene, og informasjon fra disse fordelingene vil følgelig bli brukt i våre oljedriftrapporter. Imidlertid, siden n er et stort tall (typisk $n = 500 - 10000$), så er det upraktisk å tabulere alle verdiene fra hver av disse fordelingene. En eller annen form for datareduksjon er nødvendig for å framstille hovedtrekkene fra fordelingene i en mer kompakt form. Persentiler er vanligvis brukt til dette formålet innen oljedriftanalyser, basert på retningslinjer fra Miljødirektoratet.

For en stokastisk variabel med n verdier i sin fordeling, så er en persentil (P_X) den av disse verdiene som er større enn en viss prosentandel X av de andre verdiene. For eksempel, så er 5-persentilen (P_5) for strandet mengde emulsjon den enkeltverdien, blant de n beregnede verdiene, som er større enn 5 % av de andre verdiene. I praksis beregner vi persentiler til en fordeling som beskrevet i det følgende. Sorter verdiene i fordelingen etter størrelse, fra minste til største verdi, der disse tallenes posisjon i den sorterte listen går fra hhv. 1 til n . 5-persentilen til fordelingen er det minste tallet i listen som har posisjonsnummer større enn $n \times 5/100$. Derfor, viss $n = 100$, så vil den sorterte listen inneholde 100 verdier, med posisjon fra 1 til 100. 5-persentilen vil da være verdien i posisjon 5. Tilsvarende, så vil 50-persentilen (P_{50}) være verdien i posisjon 50, og 95-persentilen (P_{95}) verdien i posisjon 95. De persentilene som brukes i denne rapporten er P_{50} , P_{95} , og P_{100} .

A.2 METODE FOR ANALYSE AV MILJØRISIKO

I denne rapporten blir risiko for skade på det ytre miljøet, som følge av oljeforurensning, beregnet vha. den skadebaserte delmetodikken i MIRA (Metode for miljørettet risikoanalyse, [OLF 2007](#), s. 34).

INNGANGSDATA Den skadebaserte delmetodikken i MIRA baseres på fire sett inngangsdata: (1) *Stokastisk simulerte oljedriftsdata*: den geografiske utbredelsen av oljeforurensning laget vha. stokastisk simulering, (2) *Utblåsningssannsynlighet* basert på operatørens aktivitetsnivå, [1.1](#) (3) *Økosystemdata*: den geografiske utbredelsen av verdsatte økosystemkomponenter samt deres sårbarhet for oljeforurensning, og (4) *Akseptkriterier*: operatørens valgte maksimalverdier for hvor stor miljørisiko de aksepterer.

ØKOSYSTEMDATA Økosystemkomponentene er inndelt i to grupper, *bestander* (sjøfugl, fisk, sjøpattedyr) og *habitater* (strand). Romlige data for hver av disse komponentene finnes på et format tilpasset det geografiske rutenettet ContAct© ([Alpha Miljørådgivning AS 2003](#)), bestående av 10×10km kartruter som dekker kyst og åpent hav i norske farvann (hhv. *kystruter* og *havruter*). De romlige dataene er imidlertid av ulik art for de to gruppene av økosystemkomponenter.

De romlige dataene for strandhabitat angir hvor restituerbar hver enkelt kystrute er for oljeforurensning, dvs. med hvilken hastighet strandet olje fjernes vha. naturlige nedbrytingsprosesser (på stedet). Hastigheten avhenger av strandens substrat og dens bølge- og vindeksponering. Restituerbarheten er angitt kvalitativt vha. *restitusjonsklassene* R1, R2, eller R3, der R3 angir laveste restituerbarhet (lengst restitusjonstid for en gitt oljemengde strandet). For hver kystrute angir dataene hvor stor prosentandel av rutens totale strandlengde som tilhører hver av de tre restitusjonsklassene. For eksempel så kan strandhabitatet i en rute ha sårbarhet R1 i 30 % av sin lengde, sårbarhet R2 i 60 % av sin lengde og sårbarhet R3 i 10 % av sin lengde.

De romlige dataene for hver av bestandene, derimot, angir antall individer i hver rute av ContAct- rutenettet. For hver bestand klassifiseres 1) individantall per kartrute, 2) individenes direkte sårbarhet for oljeforurensning og 3) bestandens restitusjonsevne etter et bestandstap. Individenes direkte sårbarhet for oljeforurensning, dvs. hvor lett de blir skadet dersom olje er tilstede i en kartrute, er angitt kvalitativt vha. *sårbarhetsklassene* S1, S2, og S3, der S3 angir høyeste sårbarhet. F.eks. så vil svartbak, som oppholder seg lite på vannet, ha sårbarhetsklasse S1, mens en lomvi, som ligger mye på vannet ha sårbarhetsklasse S3. Bestandenes restitusjonsevne er angitt med de samme restitusjonsklassene som for strandhabitat, selv om tolkningen av disse klassene blir ulik for strand vs. en bestand. For bestander angir restitusjonsklassen med hvilken hastighet en bestand klarer å returnere til sin opprinnelig størrelse etter at en viss andel av bestanden er drept pga. oljeskade.

RELATIVT BESTANDSTAP For hver oljedrift som er simulert markeres alle kartruter som har blitt berørt av olje, heretter kalt *oljeruter*. For hver av disse oljerutene bestemmes andelen av tilstedeværende individer som dør innen hver av bestandene. Dette gjøres vha. tabell A.2 (*olje-til-taps-tabell*¹), som angir andelen av individer som dør i en rute som funksjon av to variable, (1) oljemengden i ruta og (2) sårbarhetsklassen til den bestanden som individene tilhører. Dette kan illustreres med et eksempel for sjøfuglarten lomvi. Dersom simulert mengde olje i en kartrute ligger i intervallet 1-100 tonn og sårbarhetsklassen til lomvi er S3, så vil 20 % av lomvi-individene i denne kartruta dø som følge av oljeskade (*relativt individtap pr. oljerute*). Denne prosentandelen multipliseres deretter med antall lomvi-individer som er tilstede i ruta for å bestemme det absolutte antallet individer som dør (*absolutt individtap pr. oljerute*). Denne prosessen gjentas for alle andre bestander som er tilstede i kartruta. Ved å summere absolutt individtap pr. oljerute over alle oljeruter i en enkelt oljedrift, kan man bestemme det totale antall individer som dør, i hver bestand, som følge av denne enkeltoljedriften (*absolutt individtap pr. oljedrift*).

For hver av bestandene kan man deretter bestemme *relativt bestandstap*, ved å dividere absolutt individtap pr. oljedrift med antall individer i hele bestanden (*bestandsstørrelse*). Størrelsen til en bestand bestemmes ved å summere dens individer over alle rutene i ContAct-nettverket. Er ressursdatene gitt som bestandsander pr. rute trenger man ikke gjennomføre dette trinnet. For fisk benyttes en enklere *olje-til-taps-tabell* der "*relativt gyteprodukt-tap*" beregnes direkte fra andelen fiskeegg og -larver som overlapper med oljekonsentrasjoner i vannkolonnen over en gitt effektgrense (Vedlegg A.2.1).

Siden en stokastisk oljedriftsimulering består av n enkeltsimuleringer, som alle er noe forskjellige mht. oljemengde og -utbredelse, så vil man for hver enkelt bestand kunne beregne n ulike verdier for relativt bestandstap. Disse n relative tapsverdiene blir sortert i fem ulike relative *bestandstapsintervaller*, 1 - 5 %, 5 - 10 %, 10 - 20 %, 20 - 30 % og >30 %. For fisk sorteres de i følgende *tapsintervaller*, 1 - 2 %, 2 - 5 %, 5 - 10 %, 10 - 20 %, 20 - 30 %, 30 - 50 % og >50 %. Antall simuleringer som havner i hver av disse intervallene divideres deretter på n , det totale antall simuleringer. Dette gir andelen simuleringer i hver av intervallene. For eksempel, 45 % av simuleringene kan gi relative populasjonstap innen intervallet 1 - 5 %, 22 % av simuleringene kan gi relative populasjonstap innen intervallet 5 - 10 %, osv. Disse andelene er det beste estimatet vi har for sannsynligheten for relative bestandstap i de ulike intervallene dersom (betinget) et framtidig oljeutslipp finner sted fra utslippspunktet. Denne betingede sannsynligheten for relative bestandstap symboliseres med $P_{PT_x|}$, der PT_x representerer bestandstapet i intervallet x .

RESTITUSJONSTID FOR BESTANDER For hver av de n verdiene av relativt bestandstap kan man estimere bestandens restitusjonstid vha. *skadenøkler*, som angir sannsynligheten for ulike restitusjonstidsintervaller som funksjon av relativt populasjonstap og som funksjon av restitusjonskategorien til bestanden (tabell A.4 i vedlegg A.2.1). For fisk må man gå via en nøkkel

som angir sannsynlighet for ulike tap i årsklasserekruttering som funksjon av tapsandeler av fiskeegg og -larver (tabell A.5), før man kan estimere fiskebestandens restitusjonstid vha. en skadenøkkel (tabell A.6 og A.7). Disse n restitusjonstidene blir sortert i fire ulike *restitusjonstidsintervaller*, 1 mnd. - 1 år, 1 - 3 år, 3 - 10 år, >10 år. Antall simuleringer som havner i hver av disse intervallene divideres deretter på n , det totale antall simuleringer. Dette gir andelen simuleringer som gir restitusjonstider i hver av intervallene. Disse andelene er det beste estimatet vi har for sannsynligheten for restitusjonstider i de ulike intervallene dersom (betinget) et framtidig oljeutslipp fra utslippspunktet. Denne betingede sannsynligheten for restitusjonstid symboliseres med $P_{RT_y|Olje}$, der RT_y representerer restitusjonstiden i intervallet y .

RESTITUSJONSTID FOR STRANDHABITAT For strandhabitat beregnes restitusjonstid for hver enkelt kystrute direkte vha. skadenøkler (tabell A.8 i vedlegg A.2.1).

MILJØRISIKO Ved å multiplisere den betingede sannsynligheten $P_{RT_y|Olje}$, sannsynligheten for restitusjonstid i intervall y dersom et oljeutslipp finner sted, med P_{Olje} , sannsynligheten for oljeutslipp, så får man den absolutte sannsynligheten for restitusjonstid i intervallet y dersom vi på forhånd ikke vet om olje vil bli sluppet ut.

$$P_{RT_y} = P_{RT_y|Olje} \times P_{Olje} \quad (\text{A.1})$$

For å bestemme miljørisiko blir P_{RT_y} , for hver av restitusjonstidsintervallene, dividert *akseptkriteriet* for miljøskade i dette intervallet, $P_{RT_y}^{Acc}$. Brøken refereres til som *relativ miljørisiko*.

$$RelativRisiko_{RT_x} = P_{RT_y} / P_{RT_y}^{Acc} \quad (\text{A.2})$$

OVERLAPPSANALYSE FISKEEGG OG -YNGEL I tillegg til MIRA-metoden for norsk vårgytende sild og nordarktisk torsk utføres en overlappsanalyse av gyteareal for andre viktige fiskebestander med influensområdet for olje i vannkolonnen (området bestående av all kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 100 ppb i mer enn 5 % av enkeltsimuleringene).

A.2.1 KONVERTERINGSTABELLER

Tabell A.2: Tabell for å konvertere fra (1) mengde olje i en 10×10 km kartrute (tonn) til (2) prosentandelen av sjøfuglindivider i ruta som dør av oljeskade, for arter av sårbarhetsklasse S1, S2 og S3. Tabellen er hentet fra [OLF 2007](#) (tabell 3.7, s. 40), og kalles der for "Effekt-nøkkel for akutt dødelighet for sjøfugl".

Mengde tonn	Sårbarhet		
	S1	S2	S3
1–100	5%	10%	20%
100–500	10%	20%	40%
500–1000	20%	40%	60%
>1000	40%	60%	80%

Tabell A.3: Tabell for å konvertere fra (1) mengde (tonn) olje i en 10×10 km kartrute til (2) prosentandelen av sjøpattedyrindivider i ruta som dør av oljeskade, for arter av sårbarhetsklasse S1, S2 og S3. Tabellen er hentet fra [OLF \(2007\)](#) (tabell 3.8, s. 40), og kalles der for "Effektnøkkel for akutt dødelighet for sjøpattedyr".

Mengde	Sårbarhet		
	S1	S2	S3
1–100	5%	15%	20%
100–500	10%	20%	35%
500–1000	15%	30%	50%
>1000	20%	40%	65%

Tabell A.4: Tabell for å konvertere fra (1) prosentvis reduksjon i en populasjon pga. oljeskade til (2) restitusjonstiden (år) for den samme populasjonen. Tabellen er hentet fra [OLF 2007](#) (Tabell 3-10, s. 42) der den kalles "Skadenøkkelen for sjøfugl/sjøpattedyr bestander med høy sårbarhet (S3)".

Restitusjonsklasse	Reduksjon (%)	Restitusjonstid (år)			
		0.1–1	1–3	3–10	>10
R3	1-5	50%	50%	...	...
	5-10	25%	50%	25%	...
	10-20	...	25%	50%	25%
	20-30	...	...	50%	50%
	> 30	...	...	...	100%

Tabell A.5: Tabell for å konvertere fra (1) prosentvis reduksjon i årklasserekru-
tering for gytebestanden av sild pga. oljeskade til (2) restitusjonstiden (år) for
den samme gytebestanden. Tabellen er hentet fra [OLF 2008](#) (Tabell 8-5) der
den kalles "Skadenøkkelen for gytebestand av sild basert på restitusjonstids-
fordelinger ved ulike årklassetap (Basert på Tabell 8-4).

Tapsandel egg/larver (%)	Tapsandel årsklasserekruitering								
	0 %	1 %	2 %	5 %	10 %	20 %	30 %	50 %	100 %
1 %	50 %	30 %	15 %	5 %	...	...	...	...	...
2 %	10 %	20 %	40 %	20 %	10 %	...	...	...	...
5 %	...	10 %	20 %	40 %	20 %	10 %	...	...	...
10 %	...	...	10 %	20 %	40 %	15 %	10 %	5 %	...
20 %	...	...	...	10 %	20 %	40 %	15 %	10 %	5 %
30 %	...	...	...	5 %	10 %	15 %	40 %	20 %	10 %
50 %	...	...	...	...	5 %	10 %	15 %	40 %	30 %

Tabell A.6: Tabell for å konvertere fra (1) prosentvis reduksjon i årklasserekru-
tering for gytebestanden av torsk pga. oljeskade til (2) restitusjonstiden (år) for
den samme gytebestanden. Tabellen er hentet fra [OLF 2008](#) (Tabell 8-6) der
den kalles "Skadenøkkelen for gytebestand av torsk basert på restitusjonstids-
fordelinger ved ulike årklassetap.

Reduksjon (%)	Restitusjonstid (år)			
	0.1-1	1-3	3-10	>10
1-5	45 %	35 %	20 %	...
5-10	15 %	30 %	55 %	...
10-20	5 %	15 %	80 %	...
20-30	...	5 %	90 %	5 %
> 30	...	...	90 %	10 %

Tabell A.7: Tabell for å konvertere fra (1) prosentvis reduksjon i årklasserekru-
tering for gytebestanden av sild pga. oljeskade til (2) restitusjonstiden (år) for
den samme gytebestanden. Tabellen er hentet fra [OLF 2008](#) (Tabell 8-5) der
den kalles "Skadenøkkelen for gytebestand av sild basert på restitusjonstids-
fordelinger ved ulike årklassetap (Basert på Tabell 8-4).

Reduksjon (%)	Restitusjonstid (år)			
	0.1-1	1-3	3-10	>10
1-5	60 %	40 %	...	...
5-10	35 %	40 %	25 %	...
10-20	20 %	25 %	50 %	5 %
20-30	10 %	25 %	40 %	25 %
> 30	...	10 %	30 %	60 %

Tabell A.8: Tabell for å konvertere fra (1) mengde olje som strander i en strandrute (tonn) til (2) resti-
tusjonstiden (år) for den samme ruta. Hvert intervall av oljemengde konverteres til en prosentfordeling
av restitusjonstider. Tabellen er hentet fra [OLF 2007](#) (tabell 3-9, s. 41) der den kalles "Skadenøkkelen for
kysthabitater med sårbarhet 1-3".

Sårbarhet	Mengde (tonn) pr 100 km ²	Mindre 0.1-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig > 10 år
S3	1-100	20 %	50 %	30 %	...
	100-500	10 %	60 %	20 %	10 %
	500-1000	...	20 %	50 %	30 %
	>1000	...	...	40 %	60 %
S2	1-100	60 %	40 %	...	...
	100-500	30 %	60 %	10 %	...
	500-1000	10 %	60 %	30 %	...
	>1000	...	40 %	50 %	10 %
S1	1-100	80 %	20 %	...	...
	100-500	60 %	40 %	...	...
	500-1000	40 %	50 %	10 %	...
	>1000	20 %	40 %	40 %	...

Tabell A.9: Sårbarhetsindeks for strand-kartruter av ulik bølgeeksponering, der "1" angir laveste sårbarhet. Tabellen er hentet fra [OLF 2007](#) (tabell på s. C-3). I dette studiet er det benyttet en sårbarhetsindeks "3" for ruter der sårbarheten er ukjent. I MIRA er sårbarhetsindeksen for slike ruter foreslått å settes til "1".

Strandtype	Sårbarhetsgrad	
	Bølgeeksponering	
	Høy	Lav
Blokkstrand	1	3
Klippe	1	1
Leire/Strandeng	3	3
Menneskeskapt	1	1
Sanddyne	2	2
Sandstrand	1	2
Steinstrand	2	3
Svaberg	1	2

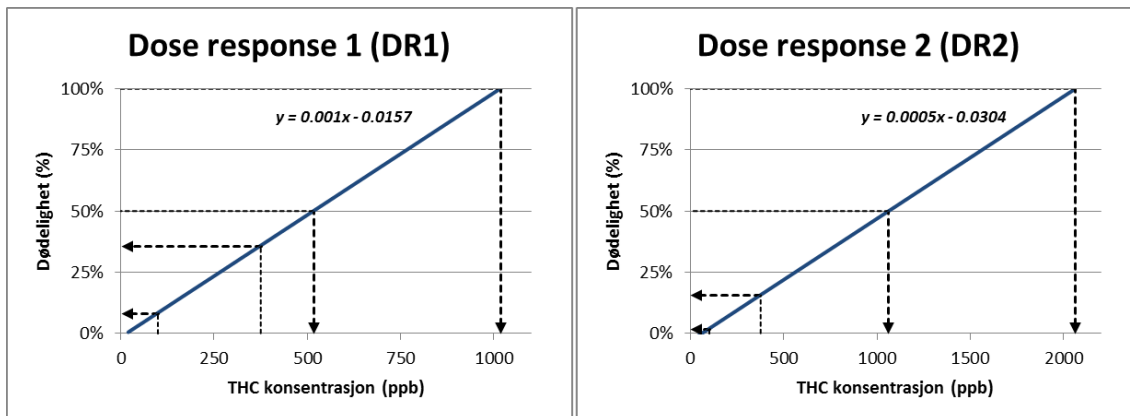
A.2.2 SKADELIG OLJEKONSENTRASJON FOR FISKELARVER

EFFEKTKONSENTRASJON FOR OLJE OG FISK Giftigheten til olje (og andre stoffer) uttrykkes ofte som en effektkonsentrasjon, dvs. den konsentrasjonen av olje som medfører en definert effekt på fiskeegg og -larver. Måles effekt i dødelighet oppgis giftigheten ofte som LCX ("lethal concentration") og ellers som ECX ("effect concentration"), der X'en angir hvor stor andel (f.eks. 5 %, 50 %, 100 %) av forsøksorganismene som forventes å dø eller påvirkes ved en gitt konsentrasjon av stoffet. Verdierne utarbeides som regel fra laboratorieforsøk.

Det er ikke etablert en bransjestandard for giftighet av olje for bruk i miljørisikoanalyser. I arbeidet med MIRA for fisk utført av DNV, Havforskningsinstituttet og Universitetet i Oslo i regi av OLF ble det utarbeidet to «dose-responskurver» (DR1 og DR2) som grunnlag for beregning av tapsandeler av fiskeegg og -larver (OLF 2008). Dose-responskurvene fra studiet er presentert i Figur 12. Stigningstallet og konstantleddet er oppgitt med tre eller fire desimaler noe som resulterer i at dose-respons kurvene i Figur 12 er noe forskjellig fra originalrapporten (OLF 2008). Den mest konservative dose-respons kurven (DR1) har startpunkt på 50 ppb, som gir 1 % dødelighet, og går opp til 1000 ppb som gir 100 % dødelighet. Den minst konservative dose-respons kurven (DR2) har startpunkt på 100 ppb, som gir 1 % dødelighet og går opp til 2000 ppb som gir 100 % dødelighet.

De stiplede linjene i figuren viser to vanlige bruksmåter; hhv. *forward* og *inverse*. I forward bruksmåte kan kurven benyttes til å vurdere risikoen for at et egg eller en larve vil dø ved en gitt konsentrasjon, dvs. X'en i LC. Tar man utgangspunkt i den mest konservative dose-respons kurven (DR1) og en konsentrasjon på 100 og 375 ppb er det forventet at hhv. 8 % og 36 % av eggene eller larvene som blir eksponert vil dø, dvs. LC8 = 100 ppb og LC36 = 375 ppb. I inverse bruksmåte kan kurven benyttes til å beregne LC verdier for gitte grenseverdier, for eksempel vil LC50 og LC100 være hhv. 516 ppb og 1061 ppb for DR1 og 1016 ppb og 2061 ppb for DR2.

I forbindelse med oppdatering av forvaltningsplanene for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten ble det konkludert med en EC50 verdi på 2,5 TPAH (total mengde polyaromatiske hydrokarboner) for torsk og sildelarver (DNV & SINTEF 2010). Underlaget for verdien er en gjennomgang av litteratur i forsøk der larver av sild eller torsk er eksponert for oljekomponenter i vann. Verdien kan derfor ikke uten videre generaliseres til andre arter. TPAH er den vanligste måten å angi grenseverdier for spesifikke virkninger av oljekomponenter. Forholdet mellom TPAH og THC avhenger av oljetype og graden av forvitring. Det ble utarbeidet en "nøkkel" som gjør det mulig å estimere TCH fra TPAH og omvendt. Nøkkelen viser at en EC50 verdi på 2,5 TPAH tilsvarer en EC50 verdi for THC på 375 ppb. Nøkkelen har ikke generell gyldighet, men representerer Balder råolje og andre råoljer med lignende sammensetning og egenskaper (DNV & SINTEF 2010). Dette studiet resulterte dermed i betraktlig lavere grenseverdier for THC enn studiet gjengitt over (se figur A.1).



Figur A.1: Dose-respons kurver som grunnlag for beregning av tapsandeler av fiskeegg og -larver. Kurvene er laget fra den lineære regresjonslinjen gitt i (OLF 2008). Stigningstallet og konstantleddet er gitt med tre desimaler noe som gjør at dose-respons kurvene i figuren er noe mer konservative enn i originalrapporten.

Vikebø et al. (2013) oppsummerte resultater fra flere laboratorieforsøk og konkluderte med en dødelig effekt for TPAH-konsentrasjoner over 1,0 ppb og kronisk effekt for TPAH-konsentrasjoner over 0,1 ppb. Disse grenseverdiene er benyttet i flere studier utført i regi av Havforskningsinstituttet (for eksempel Grøsvik et al. 2014; Vikebø et al. 2015). Benytter man nøkkelen for Balder råolje tilsvarende 1,0 TPAH en LC100 verdi for THC på 151 ppb.

I miljørisikoanalysen for fisk i dette studiet er det benyttet en LC100 verdi på 100 ppb THC. Dette betyr at man antar at alle (100%) fiskelarver og -egg som eksponeres for THC konsentrasjoner over 100 ppb dør. Basert på tilgjengelig data for gyteprodukter til fisk anses denne verdien å være konservativ.

B VEDLEGG: RESULTATER

B.1 VEDLEGG: RESULTATER FOR UTBLÅSNINGER I ÅR MED HØY AKTIVITET

Stranding statistics example areas.

B.1.1 STRANDINGSSTATISTIKK FOR PRIORITERTE OMRÅDER

Tabell B.1: Strandingsstatistikk for olje i NOFO eksempel-områder. Statistikken er beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsninger i år med høy aktivitet ved Gudrun.

Sesong	Område	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
			P ₁₀₀	P ₉₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
Vinter	Austevoll	21.9	6.6	17.7	Inf	0	214	3187
...	Bliksvær	0.1	66.9	Inf	Inf	0	0	30
...	Bø og Hadseløya	0.0	99.3	Inf	Inf	0	0	36
...	Bømlo	12.4	8.6	28.9	Inf	0	59	1734
...	Frøya og Froan	6.5	27.2	67.5	Inf	0	23	1183
...	Hvalerøyene	2.4	15.3	Inf	Inf	0	0	123
...	Jomfruland med nærområder	3.4	18.9	Inf	Inf	0	0	304
...	Lista-Loshavn	7.6	14.8	54.4	Inf	0	17	701
...	Lovunden	0.0	80.8	Inf	Inf	0	0	45
...	Moskenesøy og Flakstadøy	0.0	80.2	Inf	Inf	0	0	34
...	Nord-Jæren	17.1	8.0	21.1	Inf	0	186	3186
...	Ny Hellesund	4.0	19.4	Inf	Inf	0	0	330
...	Ognabukta	5.2	15.4	96.6	Inf	0	6	302
...	Onøy (Øygarden)	24.4	8.6	17.0	Inf	0	363	3797
...	Røst	0.0	97.3	Inf	Inf	0	0	22
...	Runde	6.9	18.9	67.5	Inf	0	16	532
...	Sandøy	1.6	33.5	Inf	Inf	0	0	65
...	Smøla	10.0	23.8	46.7	Inf	0	71	2149
...	Steigen	0.0	93.2	Inf	Inf	0	0	9
...	Sverslingsosen - Skorpa	4.8	17.4	Inf	Inf	0	0	521
...	Træna	0.2	59.1	Inf	Inf	0	0	47
...	Tromøya	1.4	20.4	Inf	Inf	0	0	131
...	Utsira	21.5	7.1	17.1	Inf	0	168	3423
...	Vega	0.1	72.2	Inf	Inf	0	0	36
...	Vikna vest	0.2	30.6	Inf	Inf	0	0	20
...	Ytre Sula	25.3	9.8	17.0	Inf	0	367	5333
Vår	Austevoll	15.2	7.8	19.6	Inf	0	117	6262
...	Bømlo	9.2	7.5	26.7	Inf	0	39	3068

Forts. neste side

Tabell B.1: Fortsatt fra forrige side

Sesong	Område	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
			P ₀	P ₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
...	Frøya og Froan	2.8	37.5	Inf	Inf	0	0	722
...	Hvalerøyene	0.9	41.4	Inf	Inf	0	0	72
...	Jomfruland med nærområder	1.1	30.9	Inf	Inf	0	0	178
...	Lista-Loshavn	2.9	16.0	Inf	Inf	0	0	316
...	Nord-Jæren	9.0	8.1	38.1	Inf	0	55	2545
...	Ny Hellesund	1.1	31.3	Inf	Inf	0	0	123
...	Ognabukta	2.7	20.4	Inf	Inf	0	0	419
...	Onøy (Øygarden)	15.8	7.9	20.1	Inf	0	147	4184
...	Runde	4.4	21.4	Inf	Inf	0	0	746
...	Sandøy	1.8	30.0	Inf	Inf	0	0	464
...	Smøla	4.2	28.9	Inf	Inf	0	0	2812
...	Sverslingsosen - Skorpa	3.9	14.4	Inf	Inf	0	0	661
...	Tromøya	0.2	39.1	Inf	Inf	0	0	45
...	Utsira	14.4	5.2	20.2	Inf	0	89	2943
...	Vikna vest	0.0	70.7	Inf	Inf	0	0	14
...	Ytre Sula	14.2	9.1	23.1	Inf	0	130	5403
Sommer	Austevoll	11.1	11.8	35.1	Inf	0	99	7183
...	Bliksvær	0.0	75.3	Inf	Inf	0	0	23
...	Bø og Hadseløya	0.1	81.3	Inf	Inf	0	0	48
...	Bømlo	7.7	12.4	58.6	Inf	0	46	3646
...	Frøya og Froan	6.1	24.1	85.4	Inf	0	14	1860
...	Hvalerøyene	1.9	33.6	Inf	Inf	0	0	426
...	Jomfruland med nærområder	3.4	33.4	Inf	Inf	0	0	364
...	Lista-Loshavn	3.1	27.8	Inf	Inf	0	0	387
...	Lovunden	0.0	80.6	Inf	Inf	0	0	15
...	Moskenesøy og Flakstadøy	0.2	51.7	Inf	Inf	0	0	63
...	Nord-Jæren	11.1	13.7	49.4	Inf	0	112	5163
...	Ny Hellesund	2.2	29.6	Inf	Inf	0	0	145
...	Ognabukta	4.0	24.0	Inf	Inf	0	0	338
...	Onøy (Øygarden)	14.2	12.9	30.9	Inf	0	161	5604
...	Røst	0.1	67.3	Inf	Inf	0	0	44
...	Runde	7.1	21.5	68.3	Inf	0	18	929
...	Sandøy	2.2	25.9	Inf	Inf	0	0	497
...	Smøla	7.1	22.8	72.4	Inf	0	33	3107
...	Steigen	0.1	94.1	Inf	Inf	0	0	9
...	Sverslingsosen - Skorpa	5.0	16.9	Inf	Inf	0	0	723
...	Træna	0.5	46.3	Inf	Inf	0	0	82

Forts. neste side

Tabell B.1: Fortsatt fra forrige side

Sesong	Område	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
			P ₀	P ₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
...	Tromøya	1.6	30.1	Inf	Inf	0	0	211
...	Utsira	13.4	7.8	32.2	Inf	0	168	4483
...	Vega	0.1	41.6	Inf	Inf	0	0	26
...	Vikna vest	0.3	35.0	Inf	Inf	0	0	77
...	Ytre Sula	15.8	13.3	28.1	Inf	0	240	7479
Høst	Austevoll	19.5	7.9	20.0	Inf	0	178	3481
...	Bliksvær	0.1	81.0	Inf	Inf	0	0	32
...	Bø og Hadseløya	0.3	74.1	Inf	Inf	0	0	44
...	Bømlo	11.9	6.3	29.2	Inf	0	57	1512
...	Frøya og Froan	8.0	19.3	53.6	Inf	0	32	805
...	Hvalerøyene	2.4	26.2	Inf	Inf	0	0	210
...	Jomfruland med nærområder	3.7	25.0	Inf	Inf	0	0	352
...	Lista-Loshavn	4.6	20.6	Inf	Inf	0	0	531
...	Lovunden	0.0	59.9	Inf	Inf	0	0	15
...	Moskenesøy og Flakstadøy	0.2	74.2	Inf	Inf	0	0	55
...	Nord-Jæren	18.7	11.3	23.6	Inf	0	262	4736
...	Ny Hellesund	3.4	30.2	Inf	Inf	0	0	256
...	Ognabukta	5.1	13.8	98.3	Inf	0	5	348
...	Onøy (Øygarden)	24.3	9.2	18.5	Inf	0	572	5740
...	Røst	0.4	66.3	Inf	Inf	0	0	48
...	Runde	6.1	18.7	73.4	Inf	0	9	307
...	Sandøy	0.8	26.8	Inf	Inf	0	0	74
...	Smøla	9.8	17.0	46.9	Inf	0	87	1483
...	Sverslingsosen - Skorpa	5.0	14.0	Inf	Inf	0	0	757
...	Træna	0.4	50.4	Inf	Inf	0	0	105
...	Tromøya	2.2	29.8	Inf	Inf	0	0	109
...	Utsira	23.0	7.9	16.5	Inf	0	275	3758
...	Vega	0.2	66.0	Inf	Inf	0	0	41
...	Vikna vest	0.5	39.3	Inf	Inf	0	0	43
...	Ytre Sula	22.6	9.4	19.3	Inf	0	397	6210

B.1.2 RESULTATER MILJØRISIKOANALYSE

Tabell B.2: Risiko for skade på sjøfugl på åpent hav beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsninger i år med høy aktivitet fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. $P_{RT_y|Olje}$ er den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y og er omtalt i rapporten som skadesannsynlighet. Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Vinter	NH	Alkekonge	5.08	4.99	2.47	0.00	0.00	3.79	5.65	2.48	0.62	0.23	1.36	1.49	1.48
...	NH	Alke	6.79	1.06	0.00	0.00	0.00	3.66	3.93	0.27	0.00	0.22	0.94	0.16	0.00
...	NH	Lunde	5.66	5.28	2.39	0.00	0.00	4.15	6.07	2.52	0.60	0.25	1.46	1.51	1.44
...	NH	Havhest	9.08	0.10	0.00	0.00	0.00	4.56	4.59	0.02	0.00	0.27	1.10	0.01	0.00
...	NH	Svarthak	7.84	0.00	0.00	0.00	0.00	3.92	3.92	0.00	0.00	0.24	0.94	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	8.09	0.00	0.00	0.00	0.00	4.05	4.05	0.00	0.00	0.24	0.97	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	8.84	0.01	0.00	0.00	0.00	4.42	4.42	0.00	0.00	0.27	1.06	0.00	0.00
...	NH	Havsule	7.67	6.80	0.00	0.00	0.00	5.53	7.23	1.70	0.00	0.33	1.74	1.02	0.00
...	NH	Lomvi	5.88	4.86	3.37	0.00	0.00	4.16	6.22	2.90	0.84	0.25	1.49	1.74	2.02
...	NS	Alkekonge	16.99	0.00	0.00	0.00	0.00	8.50	8.50	0.00	0.00	0.51	2.04	0.00	0.00
...	NS	Alke	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
...	NS	Lunde	21.06	0.61	0.00	0.00	0.00	10.68	10.83	0.15	0.00	0.64	2.60	0.09	0.00
...	NS	Havhest	34.09	4.78	0.00	0.00	0.00	18.24	19.44	1.20	0.00	1.09	4.66	0.72	0.00
...	NS	Svarthak	9.06	0.00	0.00	0.00	0.00	4.53	4.53	0.00	0.00	0.27	1.09	0.00	0.00
...	NS	Gråmåke	16.43	0.00	0.00	0.00	0.00	8.21	8.21	0.00	0.00	0.49	1.97	0.00	0.00
...	NS	Krykkje	24.69	1.51	0.00	0.00	0.00	12.72	13.10	0.38	0.00	0.76	3.14	0.23	0.00
...	NS	Havsule	26.84	9.38	0.00	0.00	0.00	15.76	18.11	2.34	0.00	0.95	4.35	1.41	0.00
...	NS	Lomvi	18.03	0.08	0.00	0.00	0.00	9.03	9.05	0.02	0.00	0.54	2.17	0.01	0.00
Vår	NH	Alkekonge	1.75	0.91	0.47	0.00	0.00	1.11	1.45	0.47	0.12	0.07	0.35	0.28	0.28
...	NH	Alke	4.56	0.00	0.00	0.00	0.00	2.28	2.28	0.00	0.00	0.14	0.55	0.00	0.00
...	NH	Lunde	2.01	1.17	0.27	0.00	0.00	1.30	1.66	0.43	0.07	0.08	0.40	0.26	0.16
...	NH	Havhest	2.55	0.00	0.00	0.00	0.00	1.27	1.27	0.00	0.00	0.08	0.31	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.2: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsninger i år med høy aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NH	Fiskemåke	0.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36	0.36	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
...	NH	Svartbak	1.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.74	0.74	0.00	0.00	0.04	0.18	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	1.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	0.77	0.00	0.00	0.05	0.19	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	2.51	0.00	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25	0.00	0.00	0.08	0.30	0.00	0.00
...	NH	Havsule	4.94	1.28	0.00	0.00	0.00	2.79	3.11	0.32	0.00	0.17	0.75	0.19	0.00
...	NH	Lomvi	4.58	3.57	0.82	0.00	0.00	3.18	4.28	1.30	0.21	0.19	1.03	0.78	0.49
...	NS	Alkekonge	5.87	0.00	0.00	0.00	0.00	2.93	2.93	0.00	0.00	0.18	0.70	0.00	0.00
...	NS	Alke	2.06	0.56	0.04	0.00	0.00	1.17	1.32	0.16	0.01	0.07	0.32	0.09	0.02
...	NS	Lunde	11.81	0.58	0.00	0.00	0.00	6.05	6.20	0.15	0.00	0.36	1.49	0.09	0.00
...	NS	Havhest	21.52	1.95	0.00	0.00	0.00	11.25	11.74	0.49	0.00	0.67	2.82	0.29	0.00
...	NS	Fiskemåke	1.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.76	0.76	0.00	0.00	0.05	0.18	0.00	0.00
...	NS	Svartbak	6.25	0.00	0.00	0.00	0.00	3.12	3.12	0.00	0.00	0.19	0.75	0.00	0.00
...	NS	Gråmåke	5.12	0.00	0.00	0.00	0.00	2.56	2.56	0.00	0.00	0.15	0.61	0.00	0.00
...	NS	Krykkje	10.33	0.65	0.00	0.00	0.00	5.33	5.49	0.16	0.00	0.32	1.32	0.10	0.00
...	NS	Havsule	13.00	2.94	0.00	0.00	0.00	7.24	7.97	0.73	0.00	0.43	1.91	0.44	0.00
...	NS	Lomvi	10.69	1.55	0.08	0.00	0.00	5.73	6.14	0.42	0.02	0.34	1.47	0.25	0.05
Sommer	NH	Alke	5.22	0.27	0.00	0.00	0.00	2.68	2.75	0.07	0.00	0.16	0.66	0.04	0.00
...	NH	Lunde	1.58	0.09	0.00	0.00	0.00	0.81	0.84	0.02	0.00	0.05	0.20	0.01	0.00
...	NH	Havhest	1.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.99	0.99	0.00	0.00	0.06	0.24	0.00	0.00
...	NH	Fiskemåke	1.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.81	0.81	0.00	0.00	0.05	0.19	0.00	0.00
...	NH	Svartbak	1.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.52	0.52	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	0.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.33	0.33	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
...	NH	Havsule	5.20	0.00	0.00	0.00	0.00	2.60	2.60	0.00	0.00	0.16	0.62	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.2: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsninger i år med høy aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NH	Lomvi	6.41	2.57	0.29	0.00	0.00	3.85	4.57	0.79	0.07	0.23	1.10	0.47	0.18
...	NS	Alke	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.26	0.26	0.00	0.00	0.02	0.06	0.00	0.00
...	NS	Lunde	6.32	0.17	0.00	0.00	0.00	3.20	3.24	0.04	0.00	0.19	0.78	0.03	0.00
...	NS	Havhest	22.91	1.93	0.00	0.00	0.00	11.94	12.42	0.48	0.00	0.72	2.98	0.29	0.00
...	NS	Fiskemåke	2.19	0.00	0.00	0.00	0.00	1.10	1.10	0.00	0.00	0.07	0.26	0.00	0.00
...	NS	Svartbak	5.01	0.00	0.00	0.00	0.00	2.51	2.51	0.00	0.00	0.15	0.60	0.00	0.00
...	NS	Krykkje	0.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.37	0.37	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
...	NS	Havsule	5.70	0.00	0.00	0.00	0.00	2.85	2.85	0.00	0.00	0.17	0.68	0.00	0.00
...	NS	Lomvi	5.18	0.00	0.00	0.00	0.00	2.59	2.59	0.00	0.00	0.16	0.62	0.00	0.00
Høst	NH	Alkekonge	1.52	0.82	0.93	0.00	0.00	0.96	1.40	0.67	0.23	0.06	0.34	0.40	0.56
...	NH	Alke	4.18	0.30	0.00	0.00	0.00	2.17	2.24	0.07	0.00	0.13	0.54	0.04	0.00
...	NH	Lunde	1.90	0.89	0.91	0.00	0.00	1.17	1.62	0.68	0.23	0.07	0.39	0.41	0.55
...	NH	Havhest	6.32	0.00	0.00	0.00	0.00	3.16	3.16	0.00	0.00	0.19	0.76	0.00	0.00
...	NH	Svartbak	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.95	0.95	0.00	0.00	0.06	0.23	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	1.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.94	0.94	0.00	0.00	0.06	0.22	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	2.15	0.00	0.00	0.00	0.00	1.07	1.07	0.00	0.00	0.06	0.26	0.00	0.00
...	NH	Havsule	7.59	1.67	0.00	0.00	0.00	4.21	4.63	0.42	0.00	0.25	1.11	0.25	0.00
...	NH	Lomvi	7.80	1.30	1.02	0.00	0.00	4.22	4.80	0.84	0.26	0.25	1.15	0.50	0.61
...	NS	Alkekonge	3.70	0.00	0.00	0.00	0.00	1.85	1.85	0.00	0.00	0.11	0.44	0.00	0.00
...	NS	Alke	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	NS	Lunde	8.42	0.26	0.00	0.00	0.00	4.28	4.34	0.07	0.00	0.26	1.04	0.04	0.00
...	NS	Havhest	39.80	5.45	0.00	0.00	0.00	21.26	22.63	1.36	0.00	1.28	5.43	0.82	0.00
...	NS	Svartbak	4.28	0.00	0.00	0.00	0.00	2.14	2.14	0.00	0.00	0.13	0.51	0.00	0.00
...	NS	Gråmåke	3.33	0.00	0.00	0.00	0.00	1.67	1.67	0.00	0.00	0.10	0.40	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.2: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsninger i år med høy aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
								Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
...	NS	Krykkje	5.94	0.41	0.00	0.00	0.00	3.07	3.17	0.10	0.00	0.18	0.76	0.06	0.00
...	NS	Havsule	14.26	2.10	0.00	0.00	0.00	7.66	8.18	0.53	0.00	0.46	1.96	0.32	0.00
...	NS	Lomvi	7.89	0.00	0.00	0.00	0.00	3.94	3.94	0.00	0.00	0.24	0.95	0.00	0.00

Tabell B.3: Risiko for skade på kystdatasett for sjøfugl beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsninger i år med høy aktivitet fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Vinter	NO	Brunnakke	2.04	0.58	0.31	0.00	0.00	1.16	1.39	0.30	0.08	0.07	0.33	0.18	0.19
...	NO	Gulneblom	0.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.32	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	NO	Islom	6.23	0.19	0.00	0.00	0.00	3.16	3.21	0.05	0.00	0.19	0.77	0.03	0.00
...	NO	Siland	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Sjørørre	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.18	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NO	Smålom	0.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.33	0.33	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	NO	Stokkand	2.59	0.00	0.00	0.00	0.00	1.29	1.29	0.00	0.00	0.08	0.31	0.00	0.00
...	NO	Storlom	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Storskarv	4.40	0.00	0.00	0.00	0.00	2.20	2.20	0.00	0.00	0.13	0.53	0.00	0.00
...	NO	Svartand	10.32	8.46	0.72	0.00	0.00	7.27	9.57	2.48	0.18	0.44	2.30	1.49	0.43
...	NO	Teist	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Toppskarv	5.57	0.00	0.00	0.00	0.00	2.78	2.78	0.00	0.00	0.17	0.67	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	5.68	0.00	0.00	0.00	0.00	2.84	2.84	0.00	0.00	0.17	0.68	0.00	0.00
Vår	NO	Alke	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Brunnakke	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	NO	Gulneblom	0.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.41	0.41	0.00	0.00	0.02	0.10	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	4.24	0.00	0.00	0.00	0.00	2.12	2.12	0.00	0.00	0.13	0.51	0.00	0.00
...	NO	Havsule	3.12	0.00	0.00	0.00	0.00	1.56	1.56	0.00	0.00	0.09	0.37	0.00	0.00
...	NO	Islom	2.02	0.04	0.00	0.00	0.00	1.02	1.03	0.01	0.00	0.06	0.25	0.01	0.00
...	NO	Lomvi	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.59	0.59	0.00	0.00	0.04	0.14	0.00	0.00
...	NO	Ringgås	3.23	0.16	0.00	0.00	0.00	1.65	1.69	0.04	0.00	0.10	0.41	0.02	0.00
...	NO	Sildemåke	1.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90	0.90	0.00	0.00	0.05	0.22	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.3: Resultater for sjøfugl ved kyst for utblåsninger i år med høy aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Smålom	4.45	0.19	0.00	0.00	0.00	2.27	2.32	0.05	0.00	0.14	0.56	0.03	0.00
...	NO	Storjo	0.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.31	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	NO	Storskarv	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Svartand	5.26	0.00	0.00	0.00	0.00	2.63	2.63	0.00	0.00	0.16	0.63	0.00	0.00
...	NO	Teist	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Toppskarv	7.17	0.04	0.00	0.00	0.00	3.59	3.60	0.01	0.00	0.22	0.86	0.01	0.00
...	NO	Ærfugl	1.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.54	0.54	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00
Sommer	NO	Alke	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.17	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NO	Grågås	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39	0.39	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	7.58	0.19	0.00	0.00	0.00	3.84	3.89	0.05	0.00	0.23	0.93	0.03	0.00
...	NO	Havsule	5.88	0.00	0.00	0.00	0.00	2.94	2.94	0.00	0.00	0.18	0.71	0.00	0.00
...	NO	Hvitkinngås	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Islom	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Lomvi	1.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.74	0.74	0.00	0.00	0.04	0.18	0.00	0.00
...	NO	Lunde	0.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.35	0.35	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	NO	Makrellterne	3.68	0.00	0.00	0.00	0.00	1.84	1.84	0.00	0.00	0.11	0.44	0.00	0.00
...	NO	Ringgås	0.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.29	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	NO	Siland	0.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.35	0.35	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	NO	Sildemåke	4.97	0.00	0.00	0.00	0.00	2.48	2.48	0.00	0.00	0.15	0.60	0.00	0.00
...	NO	Sjørørre	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Smålom	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Storjo	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.95	0.95	0.00	0.00	0.06	0.23	0.00	0.00
...	NO	Storskarv	0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39	0.39	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
...	NO	Svartand	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.3: Resultater for sjøfugl ved kyst for utblåsninger i år med høy aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Svartbak	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Teist	0.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.29	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	NO	Toppskarv	7.53	0.02	0.00	0.00	0.00	3.77	3.78	0.01	0.00	0.23	0.91	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	3.23	0.02	0.00	0.00	0.00	1.62	1.63	0.01	0.00	0.10	0.39	0.00	0.00
Høst	NO	Brunnakke	1.07	0.58	0.24	0.00	0.00	0.68	0.88	0.26	0.06	0.04	0.21	0.16	0.14
...	NO	Gulnebbblom	0.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.27	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	0.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.41	0.41	0.00	0.00	0.02	0.10	0.00	0.00
...	NO	Havsule	2.17	0.00	0.00	0.00	0.00	1.08	1.08	0.00	0.00	0.06	0.26	0.00	0.00
...	NO	Islom	3.03	0.18	0.00	0.00	0.00	1.56	1.61	0.04	0.00	0.09	0.39	0.03	0.00
...	NO	Ringgås	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	NO	Sabinemåke	0.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.40	0.40	0.00	0.00	0.02	0.10	0.00	0.00
...	NO	Siland	0.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.18	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NO	Sjørre	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
...	NO	Smålom	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.46	0.46	0.00	0.00	0.03	0.11	0.00	0.00
...	NO	Stokkand	1.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.66	0.66	0.00	0.00	0.04	0.16	0.00	0.00
...	NO	Storlom	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Storskarv	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Svartand	6.15	6.00	0.38	0.00	0.00	4.58	6.17	1.69	0.10	0.27	1.48	1.02	0.23
...	NO	Toppskarv	4.66	0.00	0.00	0.00	0.00	2.33	2.33	0.00	0.00	0.14	0.56	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	4.75	0.00	0.00	0.00	0.00	2.37	2.37	0.00	0.00	0.14	0.57	0.00	0.00

Tabell B.4: Risiko for skade på sel beregnet fra de stokastiske oljedriftssimuleringene for utslipp fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 5 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
								Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
Vinter	MI	Havert	2.59	0.00	0.00	0.00	0.00	1.29	1.29	0.00	0.00	0.08	0.31	0.00	0.00
...	SO	Havert	7.86	7.46	0.08	0.00	0.00	5.79	7.68	1.90	0.02	0.35	1.84	1.14	0.05
...	MI	Steinkobbe	3.38	0.00	0.00	0.00	0.00	1.69	1.69	0.00	0.00	0.10	0.41	0.00	0.00
...	SO	Steinkobbe	0.80	0.20	0.00	0.00	0.00	0.45	0.50	0.05	0.00	0.03	0.12	0.03	0.00
Vår	MI	Havert	0.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.29	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	SO	Havert	5.05	3.70	0.07	0.00	0.00	3.45	4.39	0.96	0.02	0.21	1.05	0.57	0.04
...	MI	Steinkobbe	1.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.76	0.76	0.00	0.00	0.05	0.18	0.00	0.00
...	SO	Steinkobbe	0.46	0.09	0.00	0.00	0.00	0.25	0.27	0.02	0.00	0.02	0.07	0.01	0.00
Sommer	MI	Havert	2.46	0.00	0.00	0.00	0.00	1.23	1.23	0.00	0.00	0.07	0.30	0.00	0.00
...	SO	Havert	3.99	3.99	0.05	0.00	0.00	2.99	4.00	1.02	0.01	0.18	0.96	0.61	0.03
...	MI	Steinkobbe	2.98	0.00	0.00	0.00	0.00	1.49	1.49	0.00	0.00	0.09	0.36	0.00	0.00
...	SO	Steinkobbe	1.12	0.56	0.00	0.00	0.00	0.70	0.84	0.14	0.00	0.04	0.20	0.08	0.00
Høst	MI	Havert	2.84	0.00	0.00	0.00	0.00	1.42	1.42	0.00	0.00	0.09	0.34	0.00	0.00
...	SO	Havert	7.26	6.40	0.20	0.00	0.00	5.23	6.88	1.70	0.05	0.31	1.65	1.02	0.12
...	MI	Steinkobbe	3.09	0.00	0.00	0.00	0.00	1.55	1.55	0.00	0.00	0.09	0.37	0.00	0.00
...	SO	Steinkobbe	0.94	0.40	0.00	0.00	0.00	0.57	0.67	0.10	0.00	0.03	0.16	0.06	0.00

Tabell B.5: Risiko for skade på strandruter beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsninger i år med høy aktivitet fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Kolonnen "Rute ID" inneholder identifikasjonsnummer for enkeltrutene (10×10 km) i rutenettet ContAct© (Alpha Miljørådgivning AS 2003).

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Vinter	15043	19.40	5.79	0.03	0.00	1.16	1.39	0.02	0.00
Vinter	13989	17.59	4.93	0.00	0.00	1.06	1.18	0.00	0.00
Vinter	11033	16.86	4.68	0.00	0.00	1.01	1.12	0.00	0.00
Vinter	6633	1.15	2.87	1.72	0.00	0.07	0.69	1.03	0.00
Vinter	13778	15.66	4.25	0.00	0.00	0.94	1.02	0.00	0.00
Vinter	12723	15.46	4.19	0.00	0.00	0.93	1.01	0.00	0.00
Vinter	14200	6.39	4.18	0.00	0.00	0.38	1.00	0.00	0.00
Vinter	14621	14.46	3.84	0.00	0.00	0.87	0.92	0.00	0.00
Vinter	14199	13.59	3.59	0.00	0.00	0.82	0.86	0.00	0.00
Vinter	12934	13.15	3.49	0.00	0.00	0.79	0.84	0.00	0.00
Vår	11033	11.32	3.11	0.00	0.00	0.68	0.75	0.00	0.00
Vår	15043	10.90	3.08	0.01	0.00	0.65	0.74	0.01	0.00
Vår	13989	11.20	3.06	0.00	0.00	0.67	0.73	0.00	0.00
Vår	12723	10.46	2.80	0.00	0.00	0.63	0.67	0.00	0.00
Vår	14200	4.06	2.68	0.00	0.00	0.24	0.64	0.00	0.00
Vår	6633	0.68	1.69	1.02	0.00	0.04	0.41	0.61	0.00
Vår	13778	9.31	2.52	0.00	0.00	0.56	0.60	0.00	0.00
Vår	14621	9.35	2.49	0.00	0.00	0.56	0.60	0.00	0.00
Vår	12934	8.89	2.37	0.00	0.00	0.53	0.57	0.00	0.00
Vår	14199	8.61	2.27	0.00	0.00	0.52	0.54	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.5: Resultater for strandruter ... fortsatt

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
		1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
Sommer	15043	11.93	3.74	0.05	0.00	0.72	0.90	0.03	0.00
Sommer	11033	10.31	3.10	0.03	0.00	0.62	0.74	0.02	0.00
Sommer	13989	10.36	2.99	0.02	0.00	0.62	0.72	0.01	0.00
Sommer	14200	4.40	2.96	0.02	0.00	0.26	0.71	0.01	0.00
Sommer	14621	10.24	2.80	0.01	0.00	0.61	0.67	0.01	0.00
Sommer	14199	9.08	2.48	0.00	0.00	0.54	0.60	0.00	0.00
Sommer	8099	0.64	1.61	0.97	0.00	0.04	0.39	0.58	0.00
Sommer	10824	3.44	2.31	0.15	0.00	0.21	0.55	0.09	0.00
Sommer	10613	7.05	2.23	0.12	0.00	0.42	0.53	0.07	0.01
Sommer	9799	0.57	1.44	0.86	0.00	0.03	0.34	0.52	0.00
Høst	13989	17.48	5.26	0.01	0.00	1.05	1.26	0.01	0.00
Høst	15043	17.14	5.25	0.05	0.00	1.03	1.26	0.03	0.00
Høst	11033	17.82	5.21	0.01	0.00	1.07	1.25	0.01	0.00
Høst	13778	15.05	4.31	0.00	0.00	0.90	1.03	0.00	0.00
Høst	10613	12.40	3.79	0.22	0.01	0.74	0.91	0.13	0.01
Høst	14200	5.78	3.79	0.00	0.00	0.35	0.91	0.00	0.00
Høst	12723	13.64	3.63	0.00	0.00	0.82	0.87	0.00	0.00
Høst	14199	13.43	3.55	0.00	0.00	0.81	0.85	0.00	0.00
Høst	14621	13.01	3.44	0.00	0.00	0.78	0.83	0.00	0.00
Høst	12934	12.38	3.22	0.00	0.00	0.74	0.77	0.00	0.00

B.2 VEDLEGG: RESULTATER FOR UTBLÅSNINGER I ÅR MED NORMAL AKTIVITET

Stranding statistics example areas.

B.2.1 STRANDINGSSTATISTIKK FOR PRIORITERTE OMRÅDER

Tabell B.6: Strandingsstatistikk for olje i NOFO eksempel-områder. Statistikken er beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsninger i år med normal aktivitet ved Gudrun.

Sesong	Område	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
			P ₁₀₀	P ₉₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
Vinter	Austevoll	20.8	9.1	18.4	Inf	0	134	1359
...	Bliksvær	0.0	66.9	Inf	Inf	0	0	20
...	Bømlo	11.3	8.6	33.7	Inf	0	31	531
...	Frøya og Froan	6.2	28.6	71.9	Inf	0	13	415
...	Hvalerøyene	2.0	16.8	Inf	Inf	0	0	39
...	Jomfruland med nærområder	3.1	19.3	Inf	Inf	0	0	66
...	Lista-Loshavn	7.0	14.8	56.7	Inf	0	13	299
...	Lovunden	0.0	87.4	Inf	Inf	0	0	18
...	Nord-Jæren	16.4	8.2	23.3	Inf	0	130	1852
...	Ny Hellesund	3.6	19.5	Inf	Inf	0	0	78
...	Ognabukta	4.3	21.9	Inf	Inf	0	0	99
...	Onøy (Øygarden)	23.2	8.6	18.0	Inf	0	231	1679
...	Røst	0.1	97.3	Inf	Inf	0	0	22
...	Runde	6.1	18.9	79.0	Inf	0	9	183
...	Sandøy	0.9	41.5	Inf	Inf	0	0	37
...	Smøla	9.9	25.3	49.5	Inf	0	58	893
...	Steigen	0.1	93.2	Inf	Inf	0	0	9
...	Sverslingsosen - Skorpa	4.5	18.3	Inf	Inf	0	0	189
...	Træna	0.1	94.9	Inf	Inf	0	0	9
...	Tromøya	1.2	31.7	Inf	Inf	0	0	29
...	Utsira	20.3	7.6	18.8	Inf	0	109	955
...	Vega	0.0	75.7	Inf	Inf	0	0	9
...	Vikna vest	0.1	60.1	Inf	Inf	0	0	18
...	Ytre Sula	25.1	10.3	17.5	Inf	0	235	2322
Vår	Austevoll	13.7	8.1	21.4	Inf	0	79	2273
...	Bømlo	8.4	11.0	33.2	Inf	0	26	803
...	Frøya og Froan	2.3	38.1	Inf	Inf	0	0	253
...	Hvalerøyene	0.5	49.2	Inf	Inf	0	0	31
...	Jomfruland med nærområder	0.8	30.9	Inf	Inf	0	0	48
...	Lista-Loshavn	2.6	16.9	Inf	Inf	0	0	108

Forts. neste side

Tabell B.6: Fortsatt fra forrige side

Sesong	Område	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
			P ₀	P ₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
...	Nord-Jæren	8.7	8.2	42.3	Inf	0	36	788
...	Ny Hellesund	1.1	34.6	Inf	Inf	0	0	123
...	Ognabukta	2.1	21.3	Inf	Inf	0	0	68
...	Onøy (Øygarden)	14.4	8.7	22.1	Inf	0	87	1100
...	Runde	4.1	26.7	Inf	Inf	0	0	190
...	Sandøy	1.3	32.7	Inf	Inf	0	0	185
...	Smøla	3.9	30.5	Inf	Inf	0	0	597
...	Sverslingsosen - Skorpa	3.1	15.5	Inf	Inf	0	0	268
...	Tromøya	0.2	63.7	Inf	Inf	0	0	16
...	Utsira	12.8	5.4	23.7	Inf	0	63	881
...	Ytre Sula	13.2	9.4	24.7	Inf	0	71	1561
Sommer	Austevoll	11.0	13.0	38.5	Inf	0	54	2059
...	Bømlo	6.8	14.8	70.3	Inf	0	21	1298
...	Frøya og Froan	5.8	24.1	90.1	Inf	0	9	476
...	Hvalerøyene	1.6	42.7	Inf	Inf	0	0	197
...	Jomfruland med nærområder	3.3	33.4	Inf	Inf	0	0	139
...	Lista-Loshavn	3.1	27.8	Inf	Inf	0	0	165
...	Moskenesøy og Flakstadøy	0.2	92.0	Inf	Inf	0	0	9
...	Nord-Jæren	11.1	14.8	51.6	Inf	0	72	1680
...	Ny Hellesund	1.9	45.5	Inf	Inf	0	0	56
...	Ognabukta	3.6	29.0	Inf	Inf	0	0	206
...	Onøy (Øygarden)	13.9	14.1	33.9	Inf	0	109	1701
...	Røst	0.1	67.3	Inf	Inf	0	0	43
...	Runde	6.5	22.6	77.1	Inf	0	12	301
...	Sandøy	1.5	28.0	Inf	Inf	0	0	145
...	Smøla	6.7	24.8	76.3	Inf	0	22	954
...	Steigen	0.1	94.1	Inf	Inf	0	0	7
...	Sverslingsosen - Skorpa	4.2	19.3	Inf	Inf	0	0	224
...	Træna	0.2	58.7	Inf	Inf	0	0	30
...	Tromøya	1.4	46.1	Inf	Inf	0	0	42
...	Utsira	13.2	7.9	35.9	Inf	0	92	1493
...	Vega	0.3	41.6	Inf	Inf	0	0	26
...	Vikna vest	0.2	47.3	Inf	Inf	0	0	39
...	Ytre Sula	15.2	14.4	30.9	Inf	0	160	3957
Høst	Austevoll	18.5	10.2	23.3	Inf	0	116	995
...	Bliksvær	0.1	82.0	Inf	Inf	0	0	19
...	Bø og Hadseløya	0.2	89.9	Inf	Inf	0	0	12

Forts. neste side

Tabell B.6: Fortsatt fra forrige side

Sesong	Område	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
			P ₀	P ₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
...	Bømlo	10.9	6.3	32.5	Inf	0	31	376
...	Frøya og Froan	7.6	27.6	59.6	Inf	0	27	290
...	Hvalerøyene	2.2	27.4	Inf	Inf	0	0	51
...	Jomfruland med nærområder	3.5	25.0	Inf	Inf	0	0	128
...	Lista-Loshavn	4.5	21.5	Inf	Inf	0	0	244
...	Lovunden	0.0	82.6	Inf	Inf	0	0	15
...	Moskenesøy og Flakstadøy	0.2	74.2	Inf	Inf	0	0	28
...	Nord-Jæren	18.0	12.8	26.2	Inf	0	191	1831
...	Ny Hellesund	3.2	30.2	Inf	Inf	0	0	101
...	Ognabukta	4.6	13.8	Inf	Inf	0	0	93
...	Onøy (Øygarden)	23.0	9.9	19.7	Inf	0	435	2240
...	Røst	0.4	79.8	Inf	Inf	0	0	18
...	Runde	5.7	22.7	89.3	Inf	0	9	180
...	Sandøy	0.6	32.9	Inf	Inf	0	0	40
...	Smøla	9.4	21.3	47.9	Inf	0	68	734
...	Sverslingsosen - Skorpa	4.1	14.0	Inf	Inf	0	0	169
...	Træna	0.2	74.1	Inf	Inf	0	0	35
...	Tromøya	1.8	30.8	Inf	Inf	0	0	58
...	Utsira	21.8	11.3	18.6	Inf	0	198	1947
...	Vega	0.2	66.0	Inf	Inf	0	0	14
...	Vikna vest	0.5	49.1	Inf	Inf	0	0	17
...	Ytre Sula	21.6	9.6	20.1	Inf	0	310	2671

B.2.2 RESULTATER MILJØRISIKOANALYSE

Tabell B.7: Risiko for skade på sjøfugl på åpent hav beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsninger i år med normal aktivitet fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. $P_{RT_y|Olje}$ er den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y og er omtalt i rapporten som skadesannsynlighet. Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Vinter	NH	Alkekonge	5.23	5.41	1.76	0.00	0.00	3.97	5.76	2.23	0.44	0.09	0.50	0.48	0.38
...	NH	Alke	7.04	0.71	0.00	0.00	0.00	3.69	3.87	0.18	0.00	0.08	0.33	0.04	0.00
...	NH	Lunde	5.83	5.68	1.67	0.00	0.00	4.34	6.17	2.26	0.42	0.09	0.53	0.49	0.36
...	NH	Havhest	8.96	0.00	0.00	0.00	0.00	4.48	4.48	0.00	0.00	0.10	0.39	0.00	0.00
...	NH	Svarthak	7.53	0.00	0.00	0.00	0.00	3.76	3.76	0.00	0.00	0.08	0.32	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	7.82	0.00	0.00	0.00	0.00	3.91	3.91	0.00	0.00	0.08	0.34	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	8.64	0.00	0.00	0.00	0.00	4.32	4.32	0.00	0.00	0.09	0.37	0.00	0.00
...	NH	Havsule	7.66	6.37	0.00	0.00	0.00	5.43	7.02	1.59	0.00	0.12	0.60	0.34	0.00
...	NH	Lomvi	5.67	5.50	2.42	0.00	0.00	4.21	6.19	2.59	0.61	0.09	0.53	0.56	0.52
...	NS	Alkekonge	16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	8.00	0.00	0.00	0.17	0.69	0.00	0.00
...	NS	Alke	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NS	Lunde	20.50	0.00	0.00	0.00	0.00	10.25	10.25	0.00	0.00	0.22	0.88	0.00	0.00
...	NS	Havhest	31.85	3.87	0.00	0.00	0.00	16.89	17.86	0.97	0.00	0.36	1.54	0.21	0.00
...	NS	Svarthak	8.71	0.00	0.00	0.00	0.00	4.36	4.36	0.00	0.00	0.09	0.37	0.00	0.00
...	NS	Gråmåke	15.73	0.00	0.00	0.00	0.00	7.87	7.87	0.00	0.00	0.17	0.68	0.00	0.00
...	NS	Krykkje	24.05	0.62	0.00	0.00	0.00	12.18	12.33	0.16	0.00	0.26	1.06	0.03	0.00
...	NS	Havsule	24.64	9.14	0.00	0.00	0.00	14.61	16.89	2.28	0.00	0.31	1.45	0.49	0.00
...	NS	Lomvi	17.13	0.00	0.00	0.00	0.00	8.57	8.57	0.00	0.00	0.18	0.74	0.00	0.00
Vår	NH	Alkekonge	1.68	1.10	0.20	0.00	0.00	1.12	1.44	0.37	0.05	0.02	0.12	0.08	0.04
...	NH	Alke	4.27	0.00	0.00	0.00	0.00	2.14	2.14	0.00	0.00	0.05	0.18	0.00	0.00
...	NH	Lunde	1.74	1.30	0.00	0.00	0.00	1.20	1.52	0.32	0.00	0.03	0.13	0.07	0.00
...	NH	Havhest	2.12	0.00	0.00	0.00	0.00	1.06	1.06	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.7: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsninger i år med normal aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NH	Fiskemåke	0.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22	0.22	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
...	NH	Svarthak	1.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.66	0.66	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	1.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73	0.73	0.00	0.00	0.02	0.06	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	2.09	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	1.05	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
...	NH	Havsule	4.39	1.20	0.00	0.00	0.00	2.49	2.79	0.30	0.00	0.05	0.24	0.06	0.00
...	NH	Lomvi	4.39	3.57	0.39	0.00	0.00	3.09	4.08	1.09	0.10	0.07	0.35	0.23	0.08
...	NS	Alkekonge	5.56	0.00	0.00	0.00	0.00	2.78	2.78	0.00	0.00	0.06	0.24	0.00	0.00
...	NS	Alke	1.74	0.50	0.00	0.00	0.00	1.00	1.12	0.12	0.00	0.02	0.10	0.03	0.00
...	NS	Lunde	11.34	0.00	0.00	0.00	0.00	5.67	5.67	0.00	0.00	0.12	0.49	0.00	0.00
...	NS	Havhest	20.38	1.54	0.00	0.00	0.00	10.57	10.96	0.38	0.00	0.23	0.94	0.08	0.00
...	NS	Fiskemåke	1.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.68	0.68	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
...	NS	Svarthak	5.66	0.00	0.00	0.00	0.00	2.83	2.83	0.00	0.00	0.06	0.24	0.00	0.00
...	NS	Gråmåke	4.95	0.00	0.00	0.00	0.00	2.48	2.48	0.00	0.00	0.05	0.21	0.00	0.00
...	NS	Krykkje	10.34	0.02	0.00	0.00	0.00	5.18	5.18	0.01	0.00	0.11	0.45	0.00	0.00
...	NS	Havsule	11.72	2.83	0.00	0.00	0.00	6.57	7.28	0.71	0.00	0.14	0.63	0.15	0.00
...	NS	Lomvi	10.83	1.02	0.00	0.00	0.00	5.67	5.92	0.25	0.00	0.12	0.51	0.05	0.00
Sommer	NH	Alke	4.86	0.07	0.00	0.00	0.00	2.45	2.46	0.02	0.00	0.05	0.21	0.00	0.00
...	NH	Lunde	1.04	0.05	0.00	0.00	0.00	0.53	0.54	0.01	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	NH	Havhest	1.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.67	0.67	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
...	NH	Fiskemåke	1.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.56	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	NH	Svarthak	0.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.31	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.21	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NH	Havsule	4.59	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	2.29	0.00	0.00	0.05	0.20	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.7: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsninger i år med normal aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NH	Lomvi	6.71	2.24	0.09	0.00	0.00	3.92	4.50	0.60	0.02	0.08	0.39	0.13	0.02
...	NS	Alke	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.17	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NS	Lunde	6.18	0.05	0.00	0.00	0.00	3.10	3.11	0.01	0.00	0.07	0.27	0.00	0.00
...	NS	Havhest	20.78	1.66	0.00	0.00	0.00	10.80	11.22	0.41	0.00	0.23	0.96	0.09	0.00
...	NS	Fiskemåke	1.99	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
...	NS	Svartbak	4.28	0.00	0.00	0.00	0.00	2.14	2.14	0.00	0.00	0.05	0.18	0.00	0.00
...	NS	Krykkje	0.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.23	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
...	NS	Havsule	4.80	0.00	0.00	0.00	0.00	2.40	2.40	0.00	0.00	0.05	0.21	0.00	0.00
...	NS	Lomvi	4.18	0.00	0.00	0.00	0.00	2.09	2.09	0.00	0.00	0.04	0.18	0.00	0.00
Høst	NH	Alkekonge	1.32	1.05	0.73	0.00	0.00	0.93	1.37	0.63	0.18	0.02	0.12	0.14	0.16
...	NH	Alke	3.67	0.28	0.00	0.00	0.00	1.91	1.98	0.07	0.00	0.04	0.17	0.02	0.00
...	NH	Lunde	1.52	1.10	0.69	0.00	0.00	1.03	1.48	0.62	0.17	0.02	0.13	0.13	0.15
...	NH	Havhest	5.80	0.00	0.00	0.00	0.00	2.90	2.90	0.00	0.00	0.06	0.25	0.00	0.00
...	NH	Svartbak	1.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91	0.91	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	1.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.92	0.92	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	2.02	0.00	0.00	0.00	0.00	1.01	1.01	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
...	NH	Havsule	7.04	1.65	0.00	0.00	0.00	3.93	4.35	0.41	0.00	0.08	0.37	0.09	0.00
...	NH	Lomvi	7.72	1.28	0.81	0.00	0.00	4.18	4.70	0.72	0.20	0.09	0.40	0.16	0.17
...	NS	Alkekonge	3.51	0.00	0.00	0.00	0.00	1.76	1.76	0.00	0.00	0.04	0.15	0.00	0.00
...	NS	Alke	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.13	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NS	Lunde	7.92	0.27	0.00	0.00	0.00	4.03	4.10	0.07	0.00	0.09	0.35	0.01	0.00
...	NS	Havhest	36.52	4.22	0.00	0.00	0.00	19.32	20.37	1.06	0.00	0.42	1.75	0.23	0.00
...	NS	Svartbak	3.25	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	1.62	0.00	0.00	0.03	0.14	0.00	0.00
...	NS	Gråmåke	3.02	0.00	0.00	0.00	0.00	1.51	1.51	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.7: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsninger i år med normal aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
								Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
...	NS	Krykkje	5.50	0.29	0.00	0.00	0.00	2.82	2.90	0.07	0.00	0.06	0.25	0.02	0.00
...	NS	Havsule	13.24	2.02	0.00	0.00	0.00	7.12	7.63	0.51	0.00	0.15	0.66	0.11	0.00
...	NS	Lomvi	6.97	0.00	0.00	0.00	0.00	3.48	3.48	0.00	0.00	0.07	0.30	0.00	0.00

Tabell B.8: Risiko for skade på kystdatasett for sjøfugl beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsninger i år med normal aktivitet fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Vinter	NO	Brunnakke	1.85	0.23	0.07	0.00	0.00	0.98	1.06	0.09	0.02	0.02	0.09	0.02	0.02
...	NO	Gulnebbblom	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Islom	5.23	0.10	0.00	0.00	0.00	2.64	2.67	0.02	0.00	0.06	0.23	0.01	0.00
...	NO	Sjørørre	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Smålom	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Stokkand	1.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.88	0.88	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	NO	Storskarv	3.02	0.00	0.00	0.00	0.00	1.51	1.51	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00
...	NO	Svartand	9.13	7.70	0.27	0.00	0.00	6.49	8.48	2.06	0.07	0.14	0.73	0.44	0.06
...	NO	Toppskarv	4.39	0.00	0.00	0.00	0.00	2.20	2.20	0.00	0.00	0.05	0.19	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	3.86	0.00	0.00	0.00	0.00	1.93	1.93	0.00	0.00	0.04	0.17	0.00	0.00
Vår	NO	Brunnakke	0.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15	0.15	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Gulnebbblom	0.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.32	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	3.72	0.00	0.00	0.00	0.00	1.86	1.86	0.00	0.00	0.04	0.16	0.00	0.00
...	NO	Havsule	2.55	0.00	0.00	0.00	0.00	1.27	1.27	0.00	0.00	0.03	0.11	0.00	0.00
...	NO	Islom	1.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.76	0.76	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	NO	Lomvi	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.46	0.46	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NO	Ringgås	2.89	0.13	0.00	0.00	0.00	1.48	1.51	0.03	0.00	0.03	0.13	0.01	0.00
...	NO	Sildemåke	1.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.85	0.85	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	NO	Smålom	3.65	0.13	0.00	0.00	0.00	1.86	1.89	0.03	0.00	0.04	0.16	0.01	0.00
...	NO	Storjo	0.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24	0.24	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
...	NO	Svartand	5.26	0.00	0.00	0.00	0.00	2.63	2.63	0.00	0.00	0.06	0.23	0.00	0.00
...	NO	Toppskarv	6.54	0.00	0.00	0.00	0.00	3.27	3.27	0.00	0.00	0.07	0.28	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.8: Resultater for sjøfugl ved kyst for utblåsninger i år med normal aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Ærfugl	0.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.26	0.26	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
Sommer	NO	Alke	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Grågås	0.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.27	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	7.17	0.02	0.00	0.00	0.00	3.59	3.59	0.00	0.00	0.08	0.31	0.00	0.00
...	NO	Havsule	5.18	0.00	0.00	0.00	0.00	2.59	2.59	0.00	0.00	0.06	0.22	0.00	0.00
...	NO	Lomvi	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.56	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	NO	Lunde	0.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22	0.22	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
...	NO	Makrellterne	3.12	0.00	0.00	0.00	0.00	1.56	1.56	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00
...	NO	Ringgås	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Siland	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Sildemåke	4.37	0.00	0.00	0.00	0.00	2.19	2.19	0.00	0.00	0.05	0.19	0.00	0.00
...	NO	Storjo	1.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.71	0.71	0.00	0.00	0.02	0.06	0.00	0.00
...	NO	Storskarv	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.17	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Svartand	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Teist	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.13	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Toppskarv	6.96	0.00	0.00	0.00	0.00	3.48	3.48	0.00	0.00	0.07	0.30	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	2.21	0.00	0.00	0.00	0.00	1.10	1.10	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
Høst	NO	Brunnakke	0.63	0.46	0.21	0.00	0.00	0.43	0.60	0.22	0.05	0.01	0.05	0.05	0.04
...	NO	Gulnebbblom	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.13	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22	0.22	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
...	NO	Havsule	1.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.79	0.79	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	NO	Islom	2.35	0.15	0.00	0.00	0.00	1.21	1.25	0.04	0.00	0.03	0.11	0.01	0.00
...	NO	Sabinemåke	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
...	NO	Siland	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.8: Resultater for sjøfugl ved kyst for utblåsninger i år med normal aktivitet ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Sjørre	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Smålom	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Stokkand	0.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.42	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NO	Storlom	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Svartand	5.79	5.70	0.18	0.00	0.00	4.32	5.79	1.51	0.04	0.09	0.50	0.33	0.04
...	NO	Toppskarv	3.72	0.00	0.00	0.00	0.00	1.86	1.86	0.00	0.00	0.04	0.16	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	3.07	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54	1.54	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00

Tabell B.9: Risiko for skade på sel beregnet fra de stokastiske oljedriftssimuleringene for utslipp fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 5 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Vinter	MI	Havert	2.27	0.00	0.00	0.00	0.00	1.13	1.13	0.00	0.00	0.02	0.10	0.00	0.00
...	SO	Havert	7.75	6.52	0.00	0.00	0.00	5.50	7.13	1.63	0.00	0.12	0.61	0.35	0.00
...	MI	Steinkobbe	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	1.20	1.20	0.00	0.00	0.03	0.10	0.00	0.00
...	SO	Steinkobbe	0.45	0.09	0.00	0.00	0.00	0.25	0.27	0.02	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
Vår	MI	Havert	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24	0.24	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
...	SO	Havert	5.39	3.07	0.05	0.00	0.00	3.46	4.24	0.79	0.01	0.07	0.36	0.17	0.01
...	MI	Steinkobbe	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57	0.57	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	SO	Steinkobbe	0.27	0.02	0.00	0.00	0.00	0.14	0.15	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
Sommer	MI	Havert	1.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.79	0.79	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	SO	Havert	4.25	3.48	0.00	0.00	0.00	3.00	3.87	0.87	0.00	0.06	0.33	0.19	0.00
...	MI	Steinkobbe	2.18	0.00	0.00	0.00	0.00	1.09	1.09	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
...	SO	Steinkobbe	0.90	0.13	0.00	0.00	0.00	0.48	0.52	0.03	0.00	0.01	0.04	0.01	0.00
Høst	MI	Havert	2.23	0.00	0.00	0.00	0.00	1.11	1.11	0.00	0.00	0.02	0.10	0.00	0.00
...	SO	Havert	6.90	5.61	0.15	0.00	0.00	4.85	6.29	1.48	0.04	0.10	0.54	0.32	0.03
...	MI	Steinkobbe	1.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.97	0.97	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	SO	Steinkobbe	0.64	0.09	0.00	0.00	0.00	0.34	0.36	0.02	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00

Tabell B.10: Risiko for skade på strandruter beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsninger i år med normal aktivitet fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Kolonnen "Rute ID" inneholder identifikasjonsnummer for enkeltrutene (10×10 km) i rutenettet ContAct© (Alpha Miljørådgivning AS 2003).

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
		1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
Vinter	15043	19.64	5.43	0.00	0.00	0.42	0.47	0.00	0.00
Vinter	13989	17.17	4.46	0.00	0.00	0.37	0.38	0.00	0.00
Vinter	11033	16.21	4.12	0.00	0.00	0.35	0.35	0.00	0.00
Vinter	6633	1.02	2.55	1.53	0.00	0.02	0.22	0.33	0.00
Vinter	13778	14.94	3.79	0.00	0.00	0.32	0.33	0.00	0.00
Vinter	12723	14.85	3.75	0.00	0.00	0.32	0.32	0.00	0.00
Vinter	14621	14.06	3.51	0.00	0.00	0.30	0.30	0.00	0.00
Vinter	14200	5.27	3.45	0.00	0.00	0.11	0.30	0.00	0.00
Vinter	13107	0.88	2.22	1.32	0.00	0.02	0.19	0.28	0.00
Vinter	14199	13.05	3.27	0.00	0.00	0.28	0.28	0.00	0.00
Vår	15043	10.30	2.68	0.00	0.00	0.22	0.23	0.00	0.00
Vår	13989	10.48	2.63	0.00	0.00	0.23	0.23	0.00	0.00
Vår	11033	10.20	2.60	0.00	0.00	0.22	0.22	0.00	0.00
Vår	6633	0.69	1.72	1.03	0.00	0.01	0.15	0.22	0.00
Vår	12723	9.68	2.45	0.00	0.00	0.21	0.21	0.00	0.00
Vår	14200	3.43	2.25	0.00	0.00	0.07	0.19	0.00	0.00
Vår	14621	8.85	2.22	0.00	0.00	0.19	0.19	0.00	0.00
Vår	13778	8.56	2.16	0.00	0.00	0.18	0.19	0.00	0.00
Vår	12934	7.90	2.01	0.00	0.00	0.17	0.17	0.00	0.00
Vår	13107	0.53	1.33	0.79	0.00	0.01	0.11	0.17	0.00

Forts. neste side

Tabell B.10: Resultater for strandruter ... fortsatt

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
		1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
Sommer	15043	11.83	3.27	0.00	0.00	0.25	0.28	0.00	0.00
Sommer	11033	10.39	2.78	0.00	0.00	0.22	0.24	0.00	0.00
Sommer	13989	10.36	2.67	0.00	0.00	0.22	0.23	0.00	0.00
Sommer	14621	9.81	2.50	0.00	0.00	0.21	0.22	0.00	0.00
Sommer	14200	3.79	2.48	0.00	0.00	0.08	0.21	0.00	0.00
Sommer	8099	0.63	1.58	0.95	0.00	0.01	0.14	0.20	0.00
Sommer	14199	8.79	2.25	0.00	0.00	0.19	0.19	0.00	0.00
Sommer	9799	0.57	1.43	0.86	0.00	0.01	0.12	0.18	0.00
Sommer	9586	0.55	1.37	0.82	0.00	0.01	0.12	0.18	0.00
Sommer	10824	3.03	2.03	0.13	0.00	0.07	0.17	0.03	0.00
Høst	13989	17.03	4.75	0.00	0.00	0.37	0.41	0.00	0.00
Høst	15043	16.79	4.70	0.00	0.00	0.36	0.40	0.00	0.00
Høst	11033	17.18	4.64	0.00	0.00	0.37	0.40	0.00	0.00
Høst	13778	14.72	3.92	0.00	0.00	0.32	0.34	0.00	0.00
Høst	10613	12.01	3.42	0.21	0.00	0.26	0.29	0.05	0.00
Høst	12723	13.37	3.35	0.00	0.00	0.29	0.29	0.00	0.00
Høst	14200	4.95	3.24	0.00	0.00	0.11	0.28	0.00	0.00
Høst	14199	12.85	3.21	0.00	0.00	0.28	0.28	0.00	0.00
Høst	14621	12.51	3.13	0.00	0.00	0.27	0.27	0.00	0.00
Høst	12934	11.66	2.93	0.00	0.00	0.25	0.25	0.00	0.00

B.3 VEDLEGG: RESULTATER FOR RØRBRUDD

Stranding statistics example areas.

B.3.1 STRANDINGSSTATISTIKK FOR PRIORITERTE OMRÅDER

Tabell B.11: Strandingsstatistikk for olje i NOFO eksempel-områder. Statistikken er beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for rørbrudd ved Gudrun.

Sesong	Område	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
			P ₁₀₀	P ₉₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
Vinter	Austevoll	2.3	11.4	Inf	Inf	0	0	8
...	Nord-Jæren	1.1	15.6	Inf	Inf	0	0	8
...	Onøy (Øygarden)	2.3	10.8	Inf	Inf	0	0	8
...	Utsira	3.4	10.5	Inf	Inf	0	0	14
...	Ytre Sula	2.3	14.9	Inf	Inf	0	0	22
Vår	Austevoll	1.1	15.4	Inf	Inf	0	0	8
...	Nord-Jæren	1.1	8.3	Inf	Inf	0	0	972
...	Onøy (Øygarden)	1.1	9.8	Inf	Inf	0	0	6
...	Utsira	1.1	8.8	Inf	Inf	0	0	16
...	Ytre Sula	1.1	10.8	Inf	Inf	0	0	21
Sommer	Bømlo	1.1	12.8	Inf	Inf	0	0	900
...	Ytre Sula	1.1	16.6	Inf	Inf	0	0	10
Høst	Nord-Jæren	1.1	15.9	Inf	Inf	0	0	66
...	Onøy (Øygarden)	4.4	12.9	Inf	Inf	0	0	897
...	Utsira	3.3	12.7	Inf	Inf	0	0	570
...	Ytre Sula	5.5	13.2	18.5	Inf	0	6	748

B.3.2 RESULTATER MILJØRISIKOANALYSE

Tabell B.12: Risiko for skade på sjøfugl på åpent hav beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for rørbrudd fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. $P_{RT_y|Olje}$ er den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y og er omtalt i rapporten som skadesannsynlighet. Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Vinter	NS	Havhest	4.60	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	2.30	0.00	0.00	0.06	0.22	0.00	0.00
...	NS	Havsule	4.60	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	2.30	0.00	0.00	0.06	0.22	0.00	0.00
Vår	NS	Havsule	2.22	0.00	0.00	0.00	0.00	1.11	1.11	0.00	0.00	0.03	0.11	0.00	0.00
Sommer	NS	Havhest	2.17	0.00	0.00	0.00	0.00	1.09	1.09	0.00	0.00	0.03	0.11	0.00	0.00
Høst	NS	Havhest	5.49	0.00	0.00	0.00	0.00	2.75	2.75	0.00	0.00	0.07	0.27	0.00	0.00
...	NS	Havsule	2.20	0.00	0.00	0.00	0.00	1.10	1.10	0.00	0.00	0.03	0.11	0.00	0.00

Tabell B.13: Risiko for skade på kystdatasett for sjøfugl beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for rørbrudd fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
								Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
Vinter	NO	Svartand	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57	0.57	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
Vår	...	Ingen bestand	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Sommer	...	Ingen bestand	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Høst	NO	Svartand	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.55	0.55	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00

Tabell B.14: Risiko for skade på sel beregnet fra de stokastiske oljedriftssimuleringene for utslipp fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 5 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
								Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
Vinter	SO	Havert	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57	0.57	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
Vår	SO	Havert	1.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.56	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
Sommer	...	Ingen bestand	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Høst	...	Ingen bestand	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Tabell B.15: Risiko for skade på strandruter beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for rørbrudd fra Gudrun. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Kolonnen "Rute ID" inneholder identifikasjonsnummer for enkeltrutene (10×10 km) i rutenettet ContAct© (Alpha Miljørådgivning AS 2003).

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Vinter	14583	0.23	0.57	0.34	0.00	0.01	0.06	0.08	0.00
Vinter	13954	0.23	0.57	0.34	0.00	0.01	0.06	0.08	0.00
Vinter	13955	0.23	0.57	0.34	0.00	0.01	0.06	0.08	0.00
Vinter	14166	0.23	0.57	0.34	0.00	0.01	0.06	0.08	0.00
Vinter	13743	0.23	0.57	0.34	0.00	0.01	0.06	0.08	0.00
Vinter	11033	2.76	0.69	0.00	0.00	0.07	0.07	0.00	0.00
Vinter	13778	1.84	0.46	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00
Vinter	15043	1.84	0.46	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00
Vinter	12723	1.84	0.46	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00
Vinter	13989	0.92	0.23	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Vår	7667	0.22	0.56	0.33	0.00	0.01	0.05	0.08	0.00
Vår	10613	0.64	0.46	0.01	0.01	0.02	0.04	0.00	0.00
Vår	13989	0.89	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Vår	11033	0.89	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Vår	12723	0.89	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Vår	15043	0.89	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Vår	11245	0.89	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Vår	9980	0.89	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Vår	10402	0.89	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Sommer	11879	0.65	0.43	0.00	0.00	0.02	0.04	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.15: Resultater for strandruter ... fortsatt

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
		1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
Sommer	14621	0.65	0.43	0.00	0.00	0.02	0.04	0.00	0.00
Sommer	14199	0.87	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Sommer	15043	0.87	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Høst	15043	4.18	1.32	0.00	0.00	0.10	0.13	0.00	0.00
Høst	13989	3.30	1.10	0.00	0.00	0.08	0.11	0.00	0.00
Høst	11033	2.42	0.88	0.00	0.00	0.06	0.09	0.00	0.00
Høst	13954	0.22	0.55	0.33	0.00	0.01	0.05	0.08	0.00
Høst	10823	1.75	0.45	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00
Høst	14621	1.76	0.44	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00
Høst	10824	0.64	0.43	0.03	0.00	0.02	0.04	0.01	0.00
Høst	10613	0.85	0.24	0.01	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Høst	14199	0.88	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00
Høst	13778	0.88	0.22	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00

C VEDLEGG: INNGANGSDATA

Tabell C.1: Verdsatte økosystemkomponenter (VØK-er) i ulike grupper. VØK-enes rødlistestatus (ref) er vist vha. kodene: CR = Akutt truet, EN = Sterkt Truet, VU = Sårbar, NT = Nær truet, LC = Livskraftig, NA = ikke egnet. * angir deres rødlistestatus på Svalbard

Gruppe	Art	Rødlistestatus
Sjøfugl	Alkekonge	LC*
	Alke	EN
	Fiskemåke	NT
	Grågås	LC
	Gråmåke	LC
	Gråstrupedykker	NA
	Gulnebbblom	NT
	Havelle	NT
	Havhest (N og S)	EN
	Havsule	LC
	Islom	NA
	Ismåke	VU*
	Krykkje	EN
	Laksand	LC
	Lappfiskand	VU
	Lomvi	CR
	Lunde	VU
	Makrellterne	EN
	Polarlomvi	EN
	Polarmåke	NT*
	Praktærfugl	NA
	Rødnebbterne	LC
	Siland	LC
	Sildemåke	LC
	Sjørre	VU
	Smålom	LC
	Stellerand	VU
	Storjo	LC
	Storlom	LC
	Storskarv	LC
	Svartand	NT
	Svartbak	LC
	Teist	VU
	Toppskarv	LC

Fortstatt på neste side

Tabell C.1: VØK-liste fortsatt

Gruppe	Art	Rødlistestatus
	Tyvjo	NT
	Ærfugl	NT
Sjøpattedyr	Havert	LC
	Steinkobbe	LC
Fisk	Norsk vårgytende sild	LC
	Nordøstarktisk sei	LC
	Nordøstarktisk torsk (skrei)	LC
	Nordøstarktisk hyse	LC
	Nordsjømakrell	LC
	Nordsjøtorsk	LC
	Nordsjøsild	LC
	Nordsjøsei	LC
	Nordsjøhyse	LC
	Havsil (tobis)	LC
	Snabeluer	VU
	Lodde	LC
	Blåkveite	LC
	Øyepål	LC
Strandhabitat	-	-

C.1 OVERSIKT GEOGRAFISKE BESTANDER

Tabell C.2: Geografisk bestandsinndeling for grupper av sjøfuglarter og for enkeltarter av sel.

VØK-gruppe	Geografisk bestandskode	Geografisk region
Fugl på åpent hav	BH	Barentshavet
	NH	Norskehavet
	NS	Nordsjøen
Fugl ved kyst	NO	Norsk (nasjonal) bestand
Havert	SO	Sørlig bestand
	MI	Midtnorsk bestand
	NO	Nordlig bestand
Steinkobbe	SO	Sørlig bestand
	NH	Midtnorsk bestand
	NO	Nordlig bestand

C.2 ØKOSYSTEMKOMPONENTENES SÅRBARHET FOR OLJE

Nedenfor følger en beskrivelse av økosystemkomponentenes generelle sårbarhet for oljesøl. Se tabell C.1 for rødlistestatus til alle VØK-ene som er vurdert i miljørisikoanalysen.

PLANKTON Våroppblomstringen i kystområdene i Nordsjøen og Norskehavet starter generelt i mars/april, men årlige variasjoner forekommer og det vil også være geografiske variasjoner for oppstart av blomstringen innenfor et år. Utviklingen av dyreplanktonsamfunn er korrelert med oppblomstringen av planteplankton, og generelt nås en biomasse-topp av dyreplankton to uker etter våroppblomstringen starter. Hoppekrepsene *Calanus finmarchicus* (raudåte) og *Calanus helgolandicus* er de dominerende artene i analyseområdet. En sekundær oppblomstring av planteplankton som følge av redusert beiteaktivitet fra dyreplankton forekommer de fleste år i august.

På grunn av bred og varierende distribusjon, samt kort generasjonstid og hurtig immigrasjon fra uberørte områder, er plankton generelt sett ikke regnet å være sårbare for oljeforurensning.

FISKERESSURSER Arter som er tilknyttet geografisk avgrensede lokaliteter gjennom hele eller deler av livssyklus er mest sårbare i forhold til petroleumsvirksomhet. I analyseområdet er dette tilfelle for torsk, sei, sild og tobis. I perioden januar til august vil det være egg fra disse artene i analyseområdet, med hovedvekt på tidsrommet januar til april. Ansamlinger av ungfisk er spesielt sårbare for oljesøl.

SJØFUGL Sjøfugl er generelt veldig sårbare for olje. Fuglenes fjærdrakt mister sin isolerende effekt når den blir tilgriset, og ved større oljeutslipp har sjøfugl høy dødelighet (NINA 2008). Pelagiske og kystbundne dykkende arter som tilbringer mye tid på overflaten er mest sårbare. De pelagisk overflatebeitende artene tilbringer mer tid i luften, og kan i større grad unngå oljen.

I hekketiden (perioden april til august) er sjøfugl sårbare på land og ved kysten (pelagiske og kystbundne arter) og på åpent hav (pelagiske arter). Pelagisk sjøfugl overvintrer på åpent hav og er sårbare om vinteren, mens kystbundne arter samles i store konsentrasjoner langs kysten for overvintring. Alkefugl er ekstra sårbare for olje om høsten (august - oktober) da de ikke er flyvedyktige i en periode på opp til 50 dager (HI & DN 2007).

Resultater for det nasjonale overvåkningsprogrammet for sjøfugl viser at mange av populasjonene langs norskekysten har en negativ populasjonsutvikling (SEAPOPOP 2013). Generelt er det de pelagiske artene som har mest problemer og næringssvikt er trolig en av hovedårsakene til populasjonsnedgangen. En rekke av artene som har tilhørighet til analyseområdet er oppført på den norske rødlista (Henriksen, S. and Hilmo, O. (red.) 2015).

SJØPATTEDYR Sjøpattedyr er på individnivå sårbare i forhold til innhalering og fordøyelse av olje. Selpopulasjoner er sårbare i kaste/die-, parings- og hårfellingsperioder da dyrene samles i tette konsentrasjoner. Nyfødte unger kan være sårbare for tilgrising ved oljesøl, særlig havert som fødes med fosterpels. Hval er på populasjonsnivå ikke sårbare for oljesøl, kjemikaliesøl eller operasjonelle utslipp.

Kystselene steinkobbe og havert er de eneste selartene som har fast tilhold langs norskekysten. Havert i området mellom Froan og Lofoten har kaste- og paringsperiode fra midten av september til slutten av oktober, mens havert i Troms og Finnmark samt Rogaland føder unger fra midten av november til midten av desember. Steinkobbe kaster ungene i perioden juni-juli, og har hårfellings- og paringsperiode etter ungene er avendt i august- september, mens havert feller pelsen først i februar-april.

OTER Oterpopulasjonene i Midt-Norge er sterke, og i kyststrøkene fra og med Sør-Trøndelag og nordover antas oteren å ha en sammenhengende utbredelse (DNV & NINA 2010). Det er særlig høy tetthet av oter langs finnmarkskysten. Oter mangler det isolerende spekklaget som hval og sel har, og er sårbar for nedkjøling og død ved tilgrising av olje. Oter har status som sårbar (VU) på den norske rødlista (Henriksen, S. and Hilmo, O. (red.) 2015).

Datagrunnlaget for oterpopulasjonen i analyseregionen er ikke tilstrekkelig til å kunne gjøre statistiske modelleringer for å finne mulige populasjonstap på grunn av oljeutslipp, og oter er derfor ikke videre omtalt i miljørisikoanalysen med hensyn på potensielle skader og miljørisiko. I de deler av analyseregionen hvor tettheten er høy, vil uhell av mindre omfang sannsynligvis ikke få langvarige, direkte innvirkninger på populasjoner da reetablering fra nærliggende områder kan forventes.

C.3 BLOWOUT SCENARIO ANALYSIS - GUDRUN

Memo

03 October 2019

To Are Børjesson

Copy Karin Førland, Linda-Mari Aasbø

From Mette Roland

Subject Blowout scenario analysis for Gudrun Field, rev 2

Summary

This note presents a quantitative assessment of blowout risk related to the Gudrun field. Blowout probability, flow rates and duration are quantified for application in the Gudrun environmental risk analysis (ERA). The assessment is based on activity levels in years of normal and high activity respectively.

For Gudrun, the overall oil blowout frequency pr year is judged to be $4,3 \cdot 10^{-4}$ for a year of normal activity, and $1,2 \cdot 10^{-3}$ for a high activity year. The blowout rates are in a range between 200 and 6400 Sm³/d. It is found that the duration of a blowout could potentially amount to 77 days with 5 % probability.

Revision note: Subsea releases added in Appendix A.

1 Introduction

The purpose of this note is to provide input to the environmental risk analysis for the Gudrun Field regarding oil blowout probability, rates and duration.

The assessment of risk figures in this note is based on:

- Blowout and well leak frequencies /1/
- Equinor blowout scenario analysis guideline /2/
- Input from the project /3/
- Judgements and considerations in TPD R&T FT SST and in dialogue with the relevant organisation.

2 Field specific information

The Gudrun field has been on production since 2014. It is located 58° 50' 42,868 N, 1° 44' 37,436 E, at 190 km from shore. The water depth is 109 m. The field has 7 existing producers in three different reservoirs:

- Draupne 1 – rich gas condensate (defined as oil for environmental risk analysis), two producers
- Draupne 3 – volatile oil (defined as oil for environmental risk analysis), four producers
- Hugin – lean gas condensate (defined as gas for environmental risk analysis), one producer

Gudrun is a HPHT field on natural decline, where the reservoir pressure has declined from ~800 bar to ~400 bar. A new drilling campaign is planned. All wells will address currently producing reservoirs, except A-12 Hugin west which is a gas well with initial pressure. All wellheads are dry, and a jack-up drilling rig will be used for the campaign.

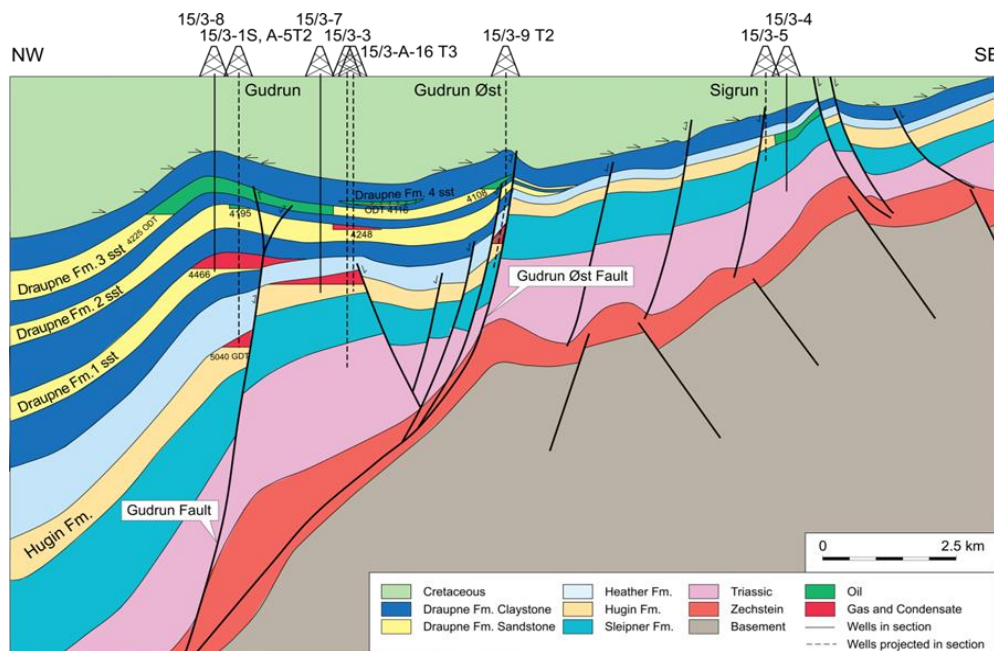


Figure 1 Sketch of Gudrun reservoirs.

The reservoir and fluid properties are given in The Draupne 3 results are applied for all drilling and workover rates

Reservoir Data		
Reservoir Pressure	465.8	BARa
Reservoir Temperature	133	deg C
Water Cut	0	percent
Total GOR	395	Sm3/Sm3
Compaction Permeability Model	No	
Relative Permeability	No	

Figure 2 Reservoir properties, Draupne 3

PVT DATA		
PVT IS MATCHED		
Solution GOR	368.0	(Sm ³ /Sm ³)
Oil Gravity	773.3700	(Kg/m ³)
Gas Gravity	0.7739	(sp. gravity)
Water Salinity	89562	(ppm)
Mole Percent H ₂ S	0	(percent)
Mole Percent CO ₂	10.52	(percent)
Mole Percent N ₂	0.49	(percent)
Pb, Rs, Bo Correlation	Glaser	
Oil Viscosity Correlation	Petrosky et al	
PVT Matched	Yes	
Use Tables	No	

Figure 3 Fluid properties, Draupne 3

3 Blowout scenarios and probabilities

3.1 Blowout scenarios

3.1.1 During drilling operation

During a drilling operation a blowout may result if a reservoir is penetrated while well pressure is in under balance with the formation pore pressure (well pressure < reservoir pressure), and a loss of well control follows. Three different scenarios are defined in [2]/:

1. *Top penetration* Kick and loss of well control after 150 m reservoir penetration, typically due to higher reservoir pressure than expected.
2. *Drilling ahead* Kick and loss of well control after penetration of half the pay zone depth. Represents various causes of under balance while drilling ahead.
3. *Tripping* Kick and loss of well control after full reservoir penetration, typically due to swabbing during tripping.

With an assumption of annular flow, and with reference to the BSA Guideline [3], the following probabilities are applied:

$$P(\text{Top penetration} \mid \text{blowout}) = 0,20$$

$$P(\text{Tripping} \mid \text{blowout}) = 0,40$$

Given the above definition of scenarios:

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

For production wells and wireline activities potential blowout rates have been calculated for through production tubing scenario. The rate for unrestricted, open hole, is used for the work over case

3.2 Blowout probabilities

The blowout frequencies found in [1] are the outset of our assessment. The Gudrun field consists of both oil and gas producing wells (GOR over 1000) as well as water injection wells. The number of producing wells will vary during the next four years. The number of producing wells and other well activities are presented for the years 2019-2021 (high activity years) and 2022-2023 (normal activity year) in tables

Table 1 and Table 2. It is assumed that all activity is carried out during one year.

Table 1 Well activities in high activity year 2019-2021

Activity 2019-2021	Total	Draupne 1	Draupne 3	Hugin
		# of operations	# of operations	# of operations
Drilling	2		2	
Completion	2		2	
Workover	0			
Wireline/Light Well Interv.	1		1	
Coiled tubing	0			
Production, oil well	8	2	6	
Water injection well	2		2	
Gas injection well	0			
Abandoned wells	0			
GOR>1000, HPHT				
Drilling	1			1
Completion	1			1
Workover	0			
Wireline/Light Well Interv.	0			
Coiled tubing	0			
Production, high GOR well	2			2
Water injection well	0			
Gas injection well	0			
Abandoned wells	0			

Table 2 Well activities, normal year, 2022-2023

Activity 2022-2023	Total	Draupne 1	Draupne 3	Hugin
		# of operations	# of operations	# of operations
Drilling	0			
Completion	0			
Workover	0		0	
Wireline/Light Well Interv.	3	2	1	
Pumping	1		1	
Production, oil well	9	3	6	
Water injection well	2		2	
Gas injection well	0			
Abandoned wells	0			
GOR>1000, HPHT				
Drilling	0			
Completion	0			
Workover	0			
Wireline/Light Well Interv.	0			
Coiled tubing	0			
Production, high GOR well	2			2
Water injection well	0			
Gas injection well	0			

Abandoned wells	0			
-----------------	---	--	--	--

The blowout frequencies given in /1/ for the Gudrun field scenarios are given in Table 3:

Table 3 Blowout frequencies applicable for Gudrun /1/

	Oil	Gas, HPHT
Development drilling	3,23E-05	2,46E-04
Completion	1,28E-04	2,75E-04
Wireline	4,15E-06	8,90E-06
Producing wells	2,40E-05	7,91E-05
Water injection	9,92E-06	9,92E-06

3.2.1 Blowout probability in a year of high activity for Gudrun

The activity level on Gudrun is evaluated by the project. Multiplying the total number of wells per activity with the given blowout frequency for the same activity gives the total blowout frequency. Frequencies for a year of high activity is presented in Table 4, and Table 5 gives the frequencies for normal years.

Table 4 Activity level, year of high activity, Gudrun

Activity 2019-2021	Total	Draupne 1	Draupne 3	Hugin	Frequency	Frequency, total
		# of operations			pr well/operation/year	
<i>Drilling</i>	2		2		3,23E-05	6,46E-05
<i>Completion</i>	2		2		1,28E-04	2,56E-04
<i>Wireline/Light Well Interv.</i>	1		1		4,15E-06	4,15E-06
<i>Production, oil well</i>	8	2	6		2,40E-05	1,92E-04
<i>Water injection well</i>	2		2		9,92E-06	1,98E-05
Sum, oil wells						5,37E-04
GOR>1000, HPHT						
<i>Drilling</i>	1			1	2,46E-04	2,46E-04
<i>Completion</i>	1			1	2,75E-04	2,75E-04
<i>Production, high GOR well</i>	2			2	7,91E-05	1,58E-04
Sum, gas wells						6,79E-04
Total frequency						1,22E-03

Table 5 Activity level, year of normal activity, Gudrun

Activity 2022-2023	Total	Draupne 1	Draupne 3	Hugin	Frequency	Frequency, total
		# of operations			pr well/operation/year	
<i>Wireline/Light Well Interv.</i>	3	2	1		4,15E-06	1,25E-05
<i>Pumping</i>	1		1		2,40E-04	2,40E-04
<i>Production, oil well</i>	9	3	6		2,40E-05	2,16E-04
<i>Water injection well</i>	2		2		9,92E-06	1,98E-05
Sum, oil wells						2,72E-04

GOR>1000, HPHT						
Production, high GOR well	2			2	7,91E-05	1,58E-04
Sum, gas wells						1,58E-05
Sum total						4,30E-04

4 Blowout rates

4.1 General

Gudrun is a fixed platform, and drilling will be carried out by a jack-up rig, thus the activity specific flow path distribution for fixed installations as recommended given in /1/, is presented in Table 6. This is based on an overall assessment of scenarios and type of platform.

Table 6 Flow path distribution

Activity	Flowpath distribution	
	Seabed	Surface
Drilling	0,25	0,75
Completion	0	1
Wireline	0	1
Production	0,25	0,75
Water injection	0,25	0,75

Simulations of blowout rates for different scenarios have been performed by Petroleum Technology using the Prosper code. The simulations are performed for the drilling activity for blowout through annulus for an unrestricted hole for the following cases (ref. section 3.1):

1. Top penetration
2. Drilling ahead
3. Tripping

The simulations performed for the production activity includes

1. Draupne 1
2. Draupne 3
3. Hugin

The blowout rates are calculated for seabed releases. The applied surface release rates are the same as the seabed rates, as these are considered rather similar due to the water depth being no more than 109 m.

The simulations are performed under the conservative assumptions:

- For drilling - unrestricted annulus flow where the BOP has failed entirely.
- Gas coning is not considered.
- As time passes reservoir pressure will decline from production, this factor is not accounted for.

Historical data during drilling has few recordings of open hole blowouts /1/ and the likelihood of such a scenario is seen as negligible. Flow through annulus is most likely and annulus rates are therefore used to represent the flow potential of a blowout during drilling operations.

For completed wells blowouts through drill string, annulus and tubing have been recorded in /1/ with drill string and tubing as the most likely flow paths. Simulations of blowouts through production tubing have been performed. The rate for the latter is applied for blowouts from production and well interventions as well as blowouts from water injection wells.

For assessment of environmental risk, only the oil blowout rates are relevant. The blowout rates are presented in Table 7.

Table 7 Oil blowout rates from Gudrun wells, adjusted to nearest 100

Shallow water -> surface and seabed release considered identical		Oil rate (Sm ³ /d) surface
Draupne 1, 15/3-A-9		3300
Draupne 3, 15/3-A-7		1800
Hugin, 15/3-A-16		200
Drilling, 15/3-A-11	5 m	4500
	50 %	6000
	100 %	6400

4.2 Blowout rates in a year of normal activity

The frequencies presented in Chapter 3 are conditioned on different activities. Given a blowout in a year of high activity we get normalised probabilities (as given in Table 8) by distributing the blowout frequency for the different flowpaths (Table 6) and normalise by dividing on the total sum.

Table 8 Normalised probabilities, high activity

		Frequency			Normalised	
		All	Seabed	Surface	Seabed	Surface
Oil 2019-2021						
<i>Drilling , top penetration (5 m)</i>	20 %	1,29E-05	3,23E-06	9,69E-06	0,01	0,02
<i>Drilling ahead (50 %)</i>	40 %	2,58E-05	6,46E-06	1,94E-05	0,01	0,04
<i>Drilling, tripping (100 %)</i>	40 %	2,58E-05	6,46E-06	1,94E-05	0,01	0,04
<i>Completion</i>		2,56E-04	0,00E+00	2,56E-04	0,00	0,48
<i>Wireline/Light Well Interv.</i>		4,15E-06	0,00E+00	4,15E-06	0,00	0,01
<i>Production</i>		1,92E-04	4,80E-05	1,44E-04	0,09	0,27
<i>Water injection well</i>		1,98E-05	4,96E-06	1,49E-05	0,01	0,03
<i>Sum</i>		5,37E-04	6,91E-05	4,67E-04	0,13	0,87
Gass 2019-2012						
<i>Drilling , top penetration (5 m)</i>	20 %	4,92E-05	1,23E-05	3,69E-05	0,02	0,05
<i>Drilling ahead (50 %)</i>	40 %	9,84E-05	2,46E-05	7,38E-05	0,04	0,11
<i>Drilling, tripping (100 %)</i>	40 %	9,84E-05	2,46E-05	7,38E-05	0,04	0,11
<i>Completion</i>		2,75E-04	0,00E+00	2,75E-04	0,00	0,40
<i>Production</i>		1,58E-04	3,96E-05	1,19E-04	0,06	0,17

<i>Sum</i>	6,79E-04	1,01E-04	5,78E-04	0,15	0,85
<i>Total sum</i>	1,22E-03			0,14	0,86

Combining the different blowout rates given Table 7 with the frequencies in, and

- sorting after rate
- summing up frequencies for all scenarios with the same blowout rate,

the results will be as given in Table 9 below. Cells coloured green show the rate for the 90%-percentile (included drilling), for seabed and surface releases respectively.

Table 9 Normalized blowout frequencies combined with blowout rate, year of high activity

Blowout rate Sm ³ /d	Total frequency	Seabed frequency	Surface frequency	Normalised, seabed release, total	Normalised, surface release, total	Normalised, seabed release	Normalised, surface release
200	4,33E-04	3,96E-05	3,94E-04	0,03	0,32	0,23	0,38
1800	4,24E-04	4,10E-05	3,83E-04	0,03	0,32	0,24	0,37
3300	4,80E-05	1,20E-05	3,60E-05	0,01	0,03	0,07	0,03
4500	6,21E-05	1,55E-05	4,66E-05	0,01	0,04	0,09	0,04
6000	1,24E-04	3,11E-05	9,32E-05	0,03	0,08	0,18	0,09
6400	1,24E-04	3,11E-05	9,32E-05	0,03	0,08	0,18	0,09
Sum	1,22E-03	1,70E-04	1,05E-03	0,14	0,86	1,00	1,00

The table above is illustrated in Figure 4.

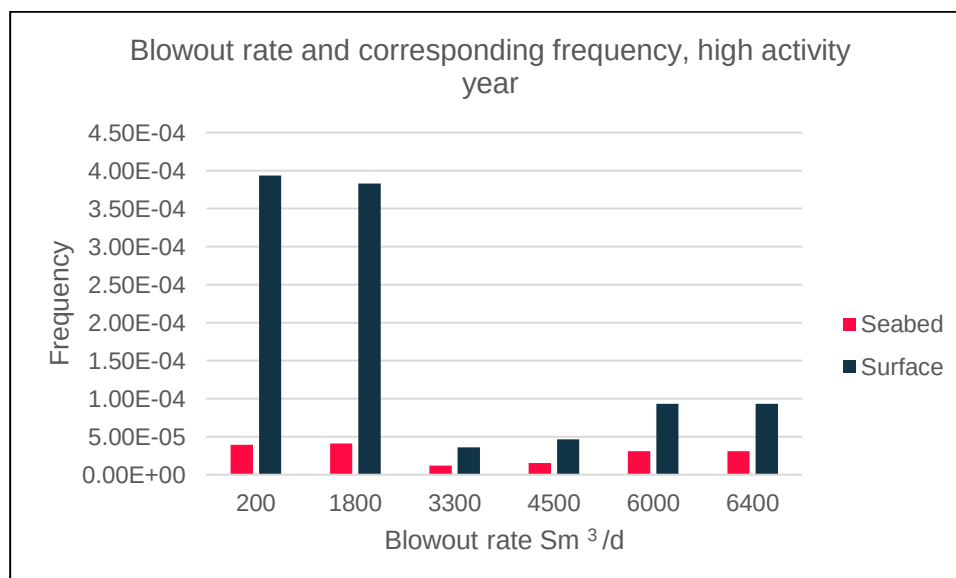


Figure 4 Blowout rate and frequencies, high activity year

4.3 Blowout rates in a year of normal activity

The frequencies presented in Chapter 3 are conditioned on different activities. Given a blowout in a year of normal activity we get normalised probabilities (as given in Table 8) by distributing the blowout frequency for the different flowpaths (Table 6) and normalise by dividing on the total sum.

Table 10 Normalised probabilities, normal activity

		Frequency			Normalised	
Oil 2022-2023		All	Seabed	Surface	Seabed	Surface
<i>Wireline/Light Well Interv.</i>		1,25E-05	0,00E+00	1,25E-05	0,00	0,05
<i>Pumping</i>		2,40E-05	0,00E+00	2,40E-05	0,00	0,09
<i>Production, recently on well</i>		2,16E-04	5,40E-05	1,62E-04	0,09	0,59
<i>Water injection well</i>		1,98E-05	4,96E-06	1,49E-05	0,02	0,05
<i>Sum</i>		2,72E-04	5,90E-05	2,13E-04	0,22	0,78
Gass 2022-2023						
<i>Production, recently on well</i>		1,58E-04	3,96E-05	1,19E-04	0,25	0,75
<i>Sum</i>		1,58E-04	3,96E-05	1,19E-04	0,25	0,75
<i>Total sum</i>		4,30E-04	9,85E-05	3,32E-04	0,23	0,77

As in previous section, the different blowout rates given Table 7 are now combined with the frequencies in Table 10 (normal activity year) , and the results will be as given in below. Cells coloured green show the 90%-percentile (included drilling) rate.

Table 11 Normalized blowout frequencies combined with blowout rate, year of normal activity

Blowout rate Sm ³ /d	Total frequency	Seabed frequency	Surface frequency	Normalised, seabed release, total	Normalised, surface release, total	Normalised, seabed release	Normalised, surface release
200	1,58E-04	3,96E-05	1,19E-04	0,09	0,28	0,38	0,36
1800	1,92E-04	4,70E-05	1,45E-04	0,11	0,34	0,45	0,44
3300	8,03E-05	1,80E-05	6,23E-05	0,04	0,14	0,17	0,19
Sum	4,30E-04	1,05E-04	3,26E-04	0,24	0,76	1,00	1,00

The table above is illustrated in Figure 5. As can be see, the blowout rate of 18300 Sm³/d has a high frequency. This is because the blowout frequency for one workover activity is relatively high compared to one producing well. This is the reason for the high 90 % percentile rate.

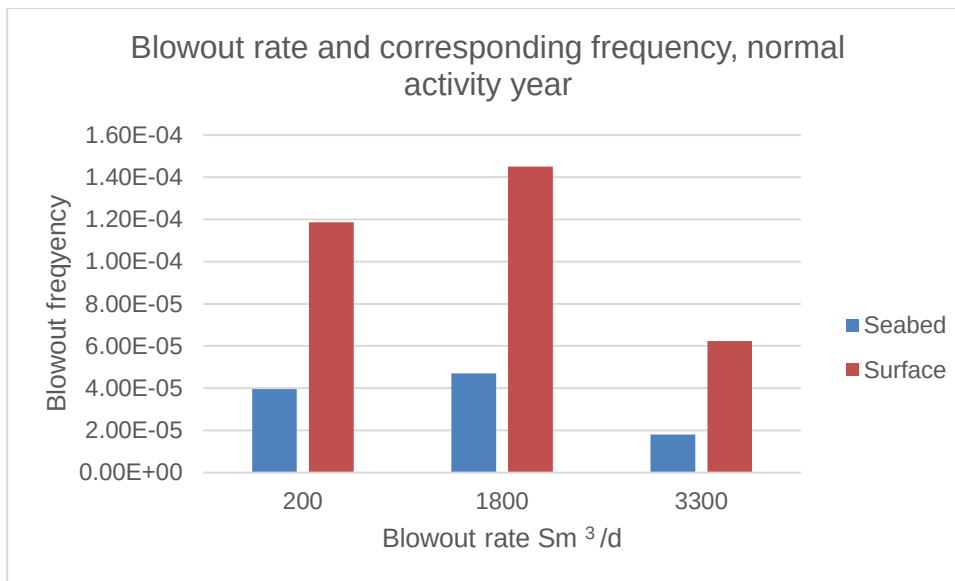


Figure 5 Blowout rate and frequencies, normal activity year

5 Weighted and P90 rates for Environmental Preparedness Analysis

The weighted rate for the drilling scenario is based on the methodology described in chapter 3.1.1 and is summarized in Table 12 below. As mentioned earlier, seabed and surface release rates are considered the same.

Table 12: Weighted rate for drilling scenarios, rounded to nearest 100

Scenarios	Scenario probability	Blowout rates (Sm³/d)
Top penetration	20%	4500
Drilling ahead	40%	6000
Tripping	40%	6400
Weighted Rate		5900

The P90 rate is determined based on the drilling and all other well activities on Gudrun. Cumulative rate distribution is established and shown below in Figure 6 and Figure 7 for high and normal activity year respectively.

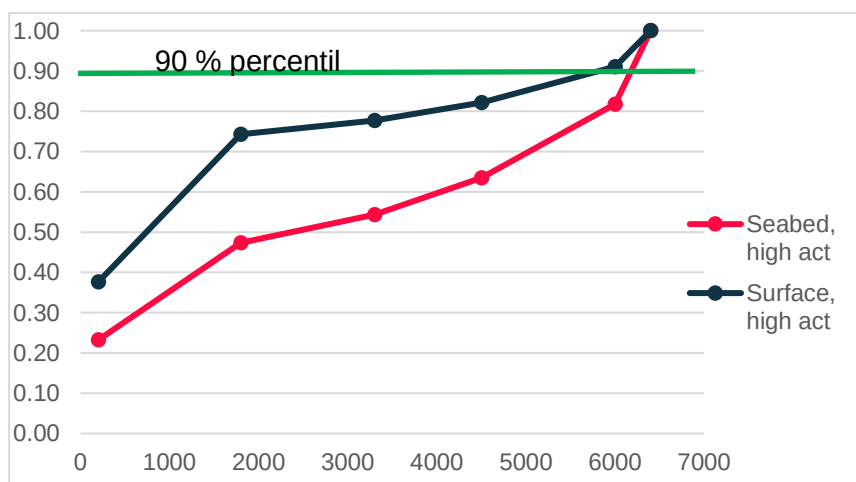


Figure 6 Cumulative normalized blowout probability distribution, high activity year

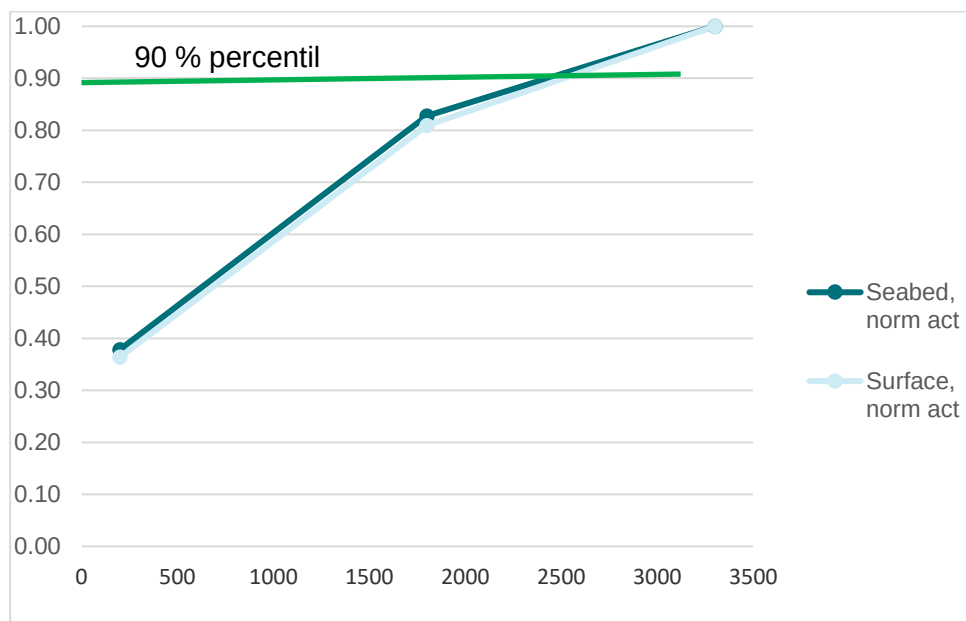


Figure 7 Cumulative normalized blowout probability distribution, normal activity year

From Table 9, Table 11, Figure 6 and Figure 7, it is shown that the P90 rates are 6400 Sm³/d for seabed released and 6000 Sm³/d for topside release for a high activity year. For a normal activity year, the P90 rate is the same for both seabed and surface, at 3300 Sm³/d (calculated blowout rate closest to P90 on the high side). The results are summarized in Table 13 below.

Table 13 Weighted and P90 blowout (including drilling) rates summarized, adjusted to nearest 100

Scenarios	Blowout rates, Seabed (Sm ³ /d)	Blowout rates, Surface (Sm ³ /d)	Blowout rates, weighted surface/seabed (Sm ³ /d)
Weighted Rate Drilling	5900	5900	5900
Location distribution drilling	25%	75%	
P90 Rate, high activity year	6400	6000	6100
Location distribution P90, high activity year	14 %	86 %	
P90 Rate, normal activity year	3300	3300	3300
Location distribution P90, normal activity year	24 %	76 %	

6 Blowout duration

An oil blowout can be stopped by:

1. Operator actions – mechanical (*capping*)
2. Wellbore collapse and/or rock material plugging the well – (*bridging*)
3. Altered fluid characteristics resulting from *water* or *oil coning* during a blowout
4. Drilling a *relief well* and applying kill mud

The probability distribution of the duration of a possible blowout is derived by way of the approach utilised in /1/. Water and oil coning are not considered in the assessment. Well specific input about time to drill a relief wells is given by the project and presented in Table 14. One assumption in the assessment of blowout duration is that one relief well is sufficient to kill the well. Need for a second relief well would require a re-evaluation.

Table 14: Time to drill a horizontal relief well (days)

Time to:	Minimum:	Most likely:	Maximum:
- make decisions	1	1	1
- mobilise a rig; transfer, anchoring, supply of equipment and preparations	5	8	11
- drilling	35	45	56
- geomagnetic steering into the well	7	12	20
- killing the well	1	2	5

The required time to drill a relief well and kill a blowout is judged by the project to be between 49 and 93 days. A Monte Carlo simulation is performed to produce a duration distribution from the well specific input in Table 14. The statistical expected time for drilling a relief well if not killed by other remedies/occurrences, is 70 days. A probability distribution is presented in Figure 8.

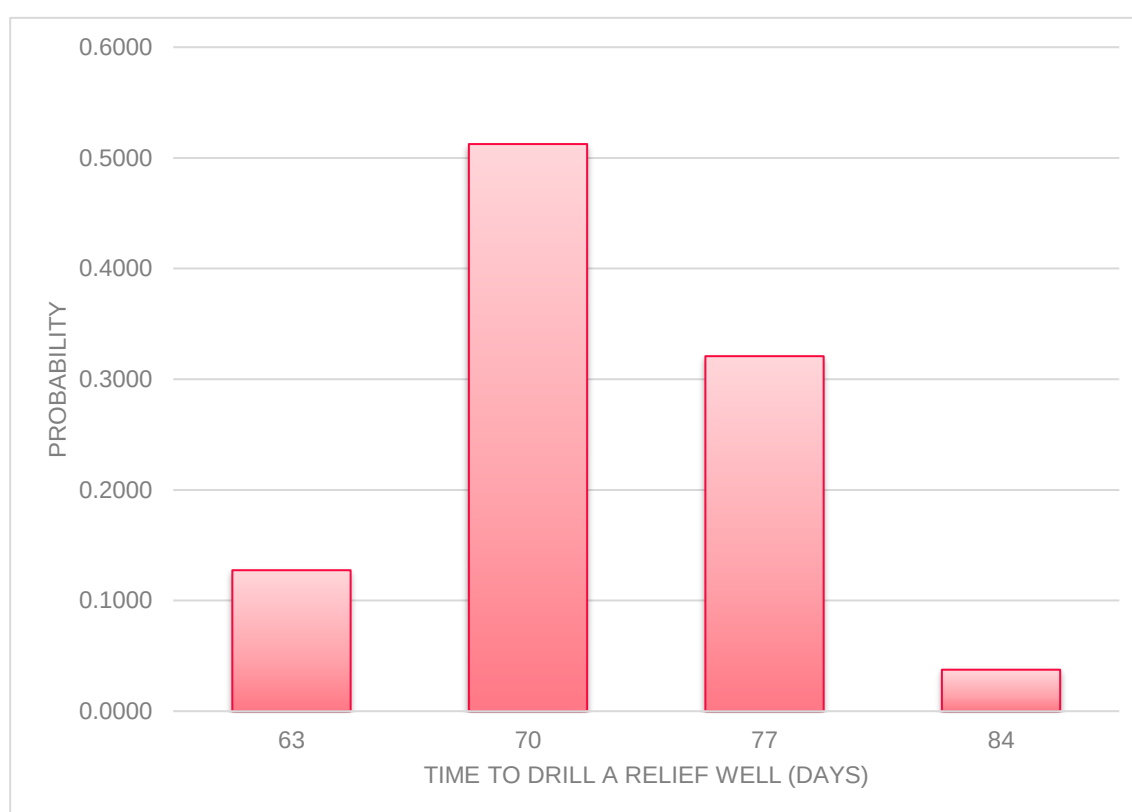


Figure 8: Duration distribution, 'Time to drill a relief well'

The probability distribution, found in Table 15 below, is constructed by combination of the well specific duration distribution and probabilities that a blowout will end by the mechanisms capping and bridging /1/. Based on Table 15 maximum blowout duration is calculated to be 84 days.

Table 15 Probability distribution for a blowout to end as a function of time (days)

Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout	Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout
1	0,379	0,281	35	0,006	0,011
2	0,143	0,123	42	0,003	0,006
5	0,189	0,188	49	0,002	0,004
7	0,057	0,067	56	0,001	0,003
10	0,049	0,063	63	0,010	0,016
14	0,034	0,049	70	0,041	0,060
21	0,028	0,044	77	0,037	0,054
28	0,012	0,021	84	0,008	0,011

Different probability descriptions of the duration of a seabed or surface blowout are produced. Possible durations of a seabed or surface blowout are described by probabilities in Figure 9. In Figure 10 **Error! Reference source not found.** blowout duration and 'time to drill a relief well' are described by cumulative probability curves.

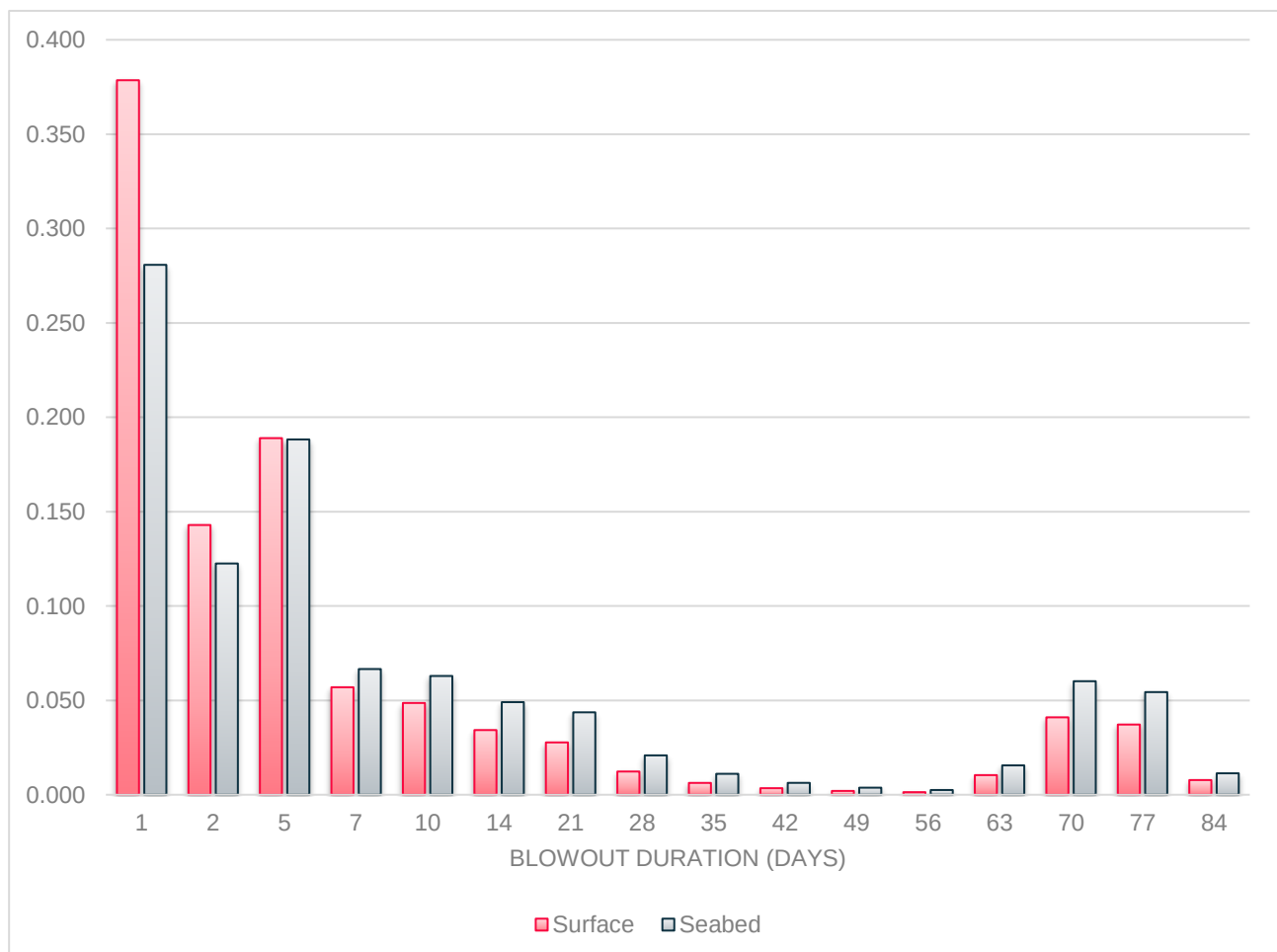


Figure 9: Blowout duration described by probability distributions

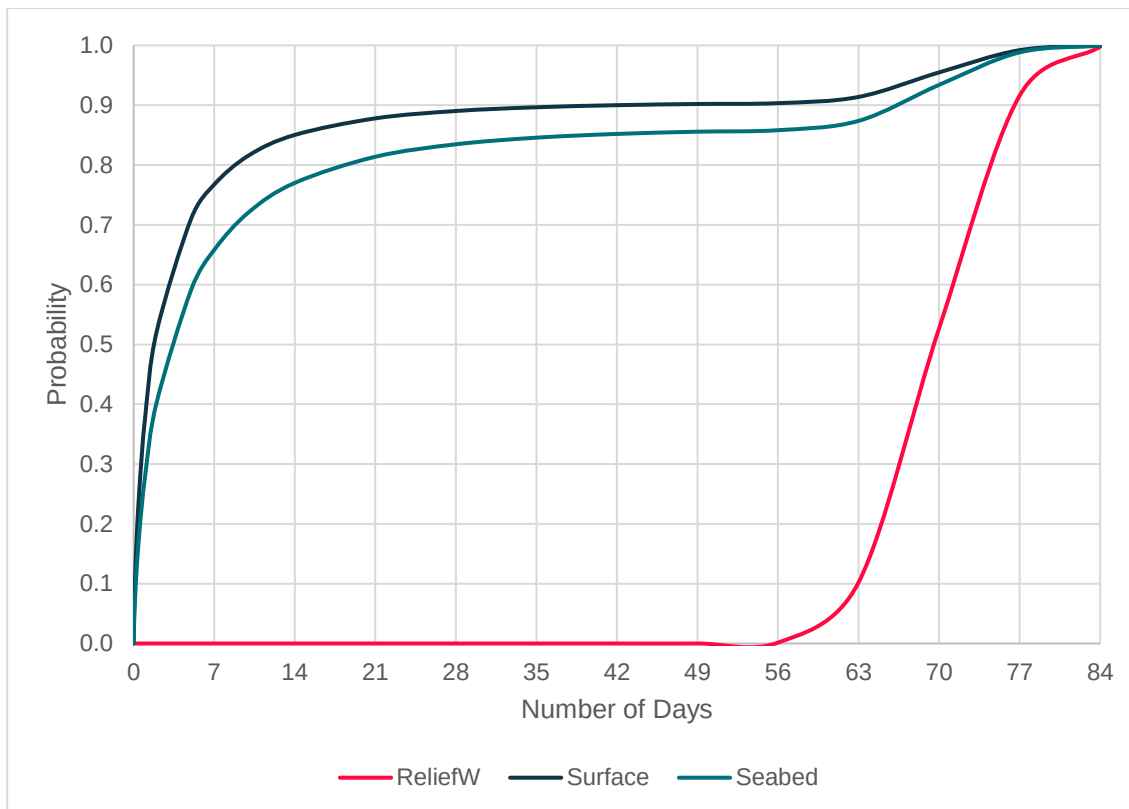


Figure 10 Cumulative Probability distribution for number of days for blowout duration

References

- [1] Scandpower: "Blowout and Well Release Frequencies – based on Sintef Offshore Blowout Database 2017", report 19.101.001-8/2018/R3, rev Final, 20 April 2018
- [2] Equinor GL0498 "Guideline for Blowout Scenario Analysis as input to Environmental Risk Analysis"
- [3] "Gudrun input", Gudrun organisation 2019

Appendix A Subsea releases

Gudrun have two export risers (12" condensate line and 14" gas export line) to Sleipner A. There are also one 12" import (production) riser from Sigrun and two future import risers, considered equal to the Sigrun import line. AN overview is shown in Figure A1.

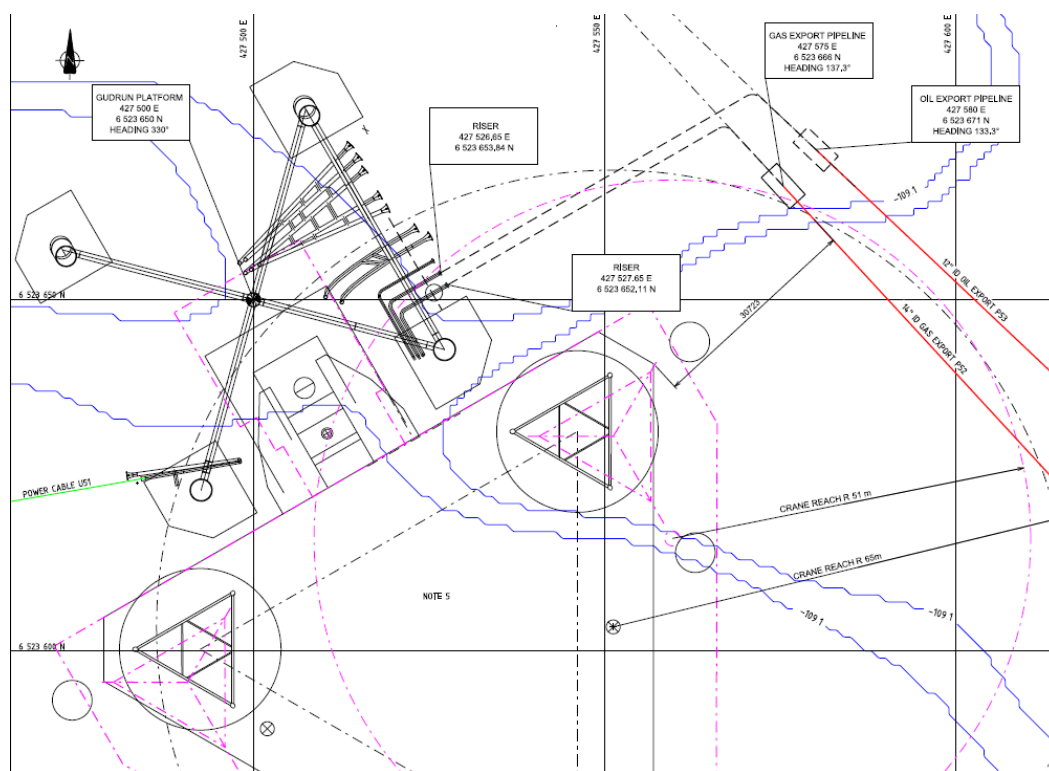


Figure A1 Field layout

The TRA for Gudrun /A1/ only included pipelines out t the safety zone (500 m). The condensate export line to Sleipner is 55 km long, and the well stream import line from Sigrun is 11 km. This will increase the pipeline leak frequency as shown in table A1 (using relation in frequency between 500 m and 55 and 11 km respectively).

Table A1 Increase in leak frequency

	Frequency TRA		New frequency pipeline		Increase in frequency	
	Cond exp	Imp Sigr	Cond exp	Imp Sigr	Cond exp	Imp Sigr
Small	4,11E-05	4,11E-05	4,52E-03	9,04E-04	4,48E-03	8,63E-04
Medium	3,07E-06	3,07E-06	3,38E-04	6,75E-05	3,35E-04	6,45E-05
Rupture	3,07E-06	3,07E-06	3,38E-04	6,75E-05	3,35E-04	6,45E-05

The numbers in bold, which represents the increase in frequency, is added to the frequencies given in the oil release table, table 20 in /A1/, for the gas condensate export line and Sigrun import pipelines. The column "Future risers" are not altered. In table A2 the new frequencies are listed together with the inventory that can be released. Only rupture scenario frequencies are added.

Even if the frequency given in the TRA /A1/, the volume of the entire pipelines are included in the inventory calculations. Duration for subsea releases for the export riser is 40 minutes, while the import riser leak duration is 30 minutes. It can be assumed that these durations also are applicable for the pipelines.

Table A2 Oil releases to sea.

	Gas condensate	Import Sigrun	Risers
Leak frequency pr year	4,87E-04	4,87E-04	5,94E-05
Oil inventory, tons	3150	125	250

/1/ C123-B-S-RS-101 "TOTAL RISK ANALYSIS - TRA (INCL. TECHNICAL NOTES - TN) – TN8 Riser Accidents", Scandpower 12.09.2013

filen ".\texts\BlowoutAndKillStudy.pdf" mangler