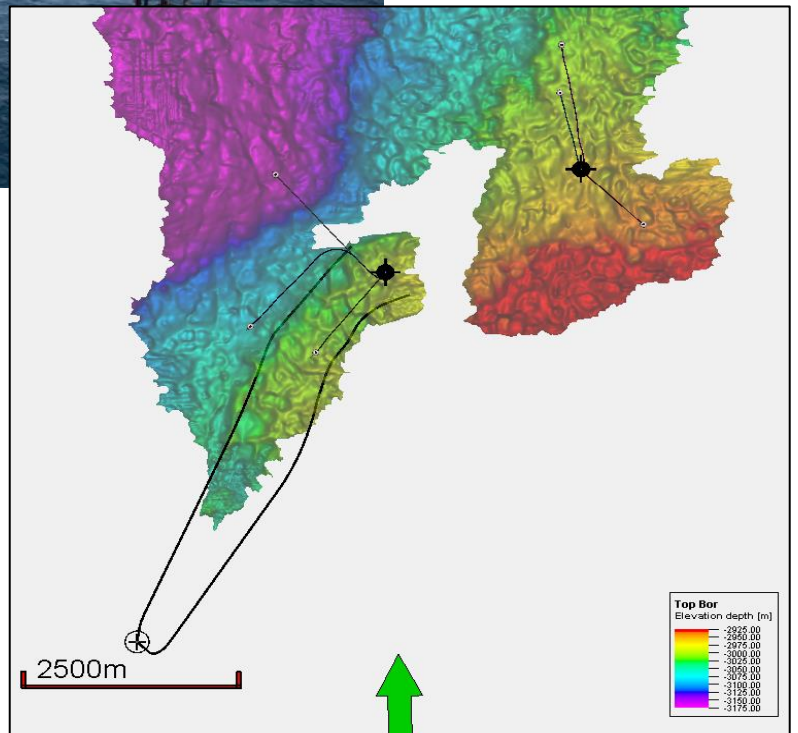


SOLSORT UNIT (LICENSE 4/98, 3/09 & 7/89) NORTH SEA – DENMARK ESPOO BERICHT SOLSORT WEST LOBE



INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	2 of 73

INHALT

1	Einführung.....	4
1.1	Leseanleitung	4
1.2	Abkürzungen.....	4
1.3	Projekthintergrund.....	6
1.4	Das Solsort-Feld	7
2	Rechtliches Rahmenwerk und Espoo-Konsultationsprozess.....	9
2.1	Die Espoo-Konvention und der Espoo-Konsultationsprozess.....	9
2.1.1	<i>Die Espoo-Konvention.....</i>	9
2.1.2	<i>Der Espoo-Konsultationsprozess.....</i>	9
2.2	Weitere nationale und internationale rechtliche Anforderungen.....	11
2.2.1	<i>Schutz der Meeresumgebung.....</i>	11
2.2.2	<i>Nationale Emissionsobergrenzen</i>	12
2.2.3	<i>Industrieemissionen</i>	12
2.2.4	<i>CO₂ Emissionsquoten und NO_x Emissionssteuern</i>	12
2.2.5	<i>Natura-2000-Gebiete.....</i>	13
2.2.6	<i>Die OSPAR-Konvention</i>	13
2.3	Nationales Genehmigungsverfahren in Dänemark.....	14
2.3.1	<i>Beurteilung der Umweltauswirkung (Environmental Impact Assessment (EIA)).....</i>	14
3	Technische Projektbeschreibung	15
3.1	Beschreibung des Felds.....	15
3.2	Projektübersicht.....	18
3.2.1	<i>Basisplattform Süd Arne.....</i>	18
3.3	Bohraktivitäten	19
3.3.1	<i>Standortuntersuchung der Entlastungsbohrung</i>	19
3.3.2	<i>Lagebeurteilung</i>	20
3.3.3	<i>Bohrungsgestaltung und Bohrung.....</i>	21
3.3.4	<i>Bohrgerüst</i>	21
3.3.5	<i>Verwendung von Chemikalien in der Bauphase.</i>	21
3.3.6	<i>Bohrschlämme</i>	22
3.3.7	<i>Zementierung.....</i>	24
3.3.8	<i>Fertigstellung und Reinigung des Bohrlochs</i>	25
3.3.9	<i>Allgemeine Reinigung.....</i>	26
3.3.10	<i>Bohrinterventionen und Wartung von Bohrungen.....</i>	26
3.3.11	<i>Betriebsmittel</i>	27
3.4	Übersicht der Chemikaliennutzung während des Bohrens	27
3.5	Einleitung in das Meer während des Bohrens	28
3.6	Emissionen während des Bohrens	29
3.7	Modifikation der Anlagen am Standort Süd Arne.....	30
3.7.1	<i>Wassereinspritzung.....</i>	30
3.7.2	<i>Gas-Lift.....</i>	30
3.7.3	<i>Chemikalien</i>	30
3.7.4	<i>Emissionen</i>	31

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	3 of 73

4	Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen.....	32
4.1	Verfahren zur Risikobeurteilung	32
4.1.1	<i>Beurteilung der umweltbezogenen Signifikanz (Schweregrad) einer Auswirkung</i>	<i>32</i>
4.1.2	<i>Beurteilung der Wahrscheinlichkeit, dass eine Auswirkung auftreten wird</i>	<i>35</i>
4.1.3	<i>Risikobeurteilung.....</i>	<i>35</i>
5	Analyse potenzieller grenzüberschreitender Auswirkungen	37
6	Umweltbeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens von Öl und Chemikalien	40
6.1	Umweltauswirkungen einer Ölfreisetzung während eines Bohrlochausbruchs.....	40
6.1.1	<i>Risiko eines Bohrlochausbruchs.....</i>	<i>40</i>
6.1.2	<i>Verhalten und Auswirkung von Öl.....</i>	<i>40</i>
6.1.3	<i>Methodologie</i>	<i>41</i>
6.1.4	<i>Simulierte Dispersion von Öl während eines Bohrlochausbruchs ohne Einsatz</i>	<i>44</i>
6.1.5	<i>Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Öl auf Meeresvögel</i>	<i>48</i>
6.1.6	<i>Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Öl auf Meeressäuger</i>	<i>49</i>
6.1.7	<i>Auswirkungen auf Fischeier und Larven durch die Freisetzung von Öl während eines Bohrlochausbruchs.....</i>	<i>50</i>
6.1.8	<i>Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs angelandetem Öl</i>	<i>52</i>
6.1.9	<i>Auswirkungen auf norwegische SVO.....</i>	<i>59</i>
6.1.10	<i>Auswirkungen auf deutsche, niederländische und britische Natura-2000-Gebiete süd-südöstlich von Solsort.....</i>	<i>59</i>
6.2	Umweltauswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Gas	67
6.3	Umweltauswirkungen eines unbeabsichtigten Auslaufens von Chemikalien.....	68
6.4	Notfallmaßnahmenplan gegen auslaufendes Öl	68
6.5	Risikobeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens	71
7	Schlussfolgerung.....	71
8	Bezugsdokumente	72

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	4 of 73

1 Einführung

1.1 Leseanleitung

Dieser Bericht enthält die im Rahmen des Solsort-Erschließungsprojekts erstellte dänische Espoo-Dokumentation. Er enthält eine Beschreibung der projektbezogenen grenzübergreifenden Umweltauswirkungen, die durch die in Dänemark generierten Projekteinflüsse generiert werden und potenziell die Meeresgebiete (ausschließliche Wirtschaftszone und/oder Hoheitsgewässer) von Norwegen, Schweden und Deutschland betreffen.

Die Kapitel 2-3 enthalten relevante Hintergrundinformationen zu dem Solsort-Erschließungsprojekt. Dies beinhaltet eine Projektbeschreibung, das rechtliche Rahmenwerk und die Mechanismen des Espoo-Prozesses sowie einen Abschnitt zur Risikobewertung und Beurteilung der angewendeten Verfahren. Der zentrale Teil dieses Dokuments enthält in Kapitel 5 eine Analyse der potenziellen grenzübergreifenden Auswirkungen und in Kapitel 6 eine Beurteilung der grenzübergreifenden Auswirkungen. Die Kapitel zu den Beurteilungen sind nach den Umweltrezeptoren angeordnet, die wahrscheinlich von den verschiedenen Projekteinflüssen betroffen sind. Die Ergebnisse der Beurteilung für jeden Rezeptor werden mit Informationen zu der erwarteten grenzübergreifenden Auswirkung in Norwegen, Schweden und Deutschland präsentiert. Ein separates Kapitel befasst sich mit den Beurteilungen der Natura-2000-Bereiche und den anzuwendenden gesetzlichen Vorschriften. Die Ergebnisse der Beurteilung werden in der Schlussfolgerung in Kapitel 7 zusammengefasst.

Der Espoo-Bericht und das Verfahren sind integraler Bestandteil der EIA-Verfahren und Genehmigungsprozesse.

1.2 Abkürzungen

Die folgenden Abkürzungen werden in dem Dokument verwendet:

AP	Affected Party (Betroffene Partei)
BAT	Best Available Technique (Beste verfügbare Technik)
BEP	Best Environmental Practice (Beste Umweltpraxis)
CO	Carbon Oxides (Kohlenstoffoxide)
CRI	Cutting Re-Injection (Späne Re-injektion)
Cs/K	Caesium/Potassium (Cäsium/Kalium)
DEA	Danish Energy Agency (Dänische Energieagentur)
DEPA	Danish Environmental Protection Agency (Dänische Umweltschutzbehörde)
EC	European Council (Europäischer Rat)
EIA	Environmental Impact Assessment (UVP – Umweltverträglichkeitsprüfung)
EU	European Union (Europäische Union)

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	5 of 73

HOCNF	Harmonised Offshore Chemical Notification Form (Harmonisiertes Offshore-Anmeldeformular für Chemikalien)
IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschiff-fahrts-Organisation)
NH4+	Ammonia (Ammoniak)
NOx	Nitrogene Oxides (Stickoxide)
NO2	Nitrogene Dioxides (Stickstoffdioxide)
OBM	Oil Based Mud (Schlamm auf Ölbasis)
OSCAR	Oil Spill Contingency And Response (Notfall und Reaktion auf Öl-verschmutzungen)
OSPAR	OSlo PARis convention (OSlo PARis-Konvention)
OSRL	Oil Spill Response Limited
PLONOR	Pose Little Or NO Risk (Stellen Sie ein geringes oder kein Risiko dar)
PoO	Party of Origin (Die Ursprungspartei)
PPB	Parts Per Billion (Teile pro Milliarde)
PPM	Parts Per Million (Teile pro Million)
RBA	Risk Based Approach (Risikobasierter Ansatz)
ROV	Remotely Operated underwater Vehicle (Ferngesteuertes Unter-wasserfahrzeug)
SA	South Arne (Süd-Arne)
SAC	Special Areas of Conservation (Besondere Schutzgebiete)
SA-WHPE	South Arne Wellhead Platform East (South Arne Wellhead Platt-form Ost)
SA-WHPN	South Arne Wellhead Platform North (South Arne Wellhead Platt-form Nord)
SEL	Sound Exposure Levels
SINTEF	Foundation for INdustriell and TEknisk Research (Stiftung für IN-dustriell und TEknisk Research)
SO2	Sulphur diOxides (SchwefeldiOxide)
TD	Total Depth (Gesamttiefe)

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	6 of 73

VOC	Volatile Organic Compounds (Flüchtige organische Verbindungen)
WBM	Water Based Mud (Schlamm auf Wasserbasis)
WHP	Well Head Platform (Well Head Plattform)
WHPE	Well Head Platform East (Well Head Plattform Ost)
WHPN	Well Head Platform North (Well Head Plattform Nord)

1.3 Projekthintergrund

Mehrere Erschließungskonzepte wurden für eine kombinierte Erschließung der Abschnitte Solsort Ost und West in Betracht gezogen. Die Solsort Unit beschloss im Mai 2020, die nicht gestufte Erschließung der östlichen und westlichen Abschnitte durch Rückverankerung der Solsort-Erkundung an Süd-Arne abzubrechen. Die Entscheidung wurde auf der Grundlage umfassender und gründlicher Untersuchungen der Erschließungskonzepte seit 2015 getroffen.

Im Anschluss an die Einstellung der kombinierten Erschließung von Solsort Ost und Solsort West führte die Solsort Unit Partnerschaft die Untersuchung der Attraktivität einer separaten Erschließung von Solsort West Lobe fort.

INEOS Oil & Gas plant jetzt auf dieser Grundlage, den westlichen Abschnitt des Öl- und Gasfelds Solsort im dänischen Sektor der Nordsee zu erschließen. Die Erschließung des östlichen Abschnitts kann zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen und wird die Entwicklung einer EIA für die Erschließung dieses Abschnitts einleiten.

Die Erschließung beinhaltet das Bohren von zwei Bohrschächten von der Plattform Süd Arne Nord in das Feld im Abschnitt Solsort West Lobe, eine Produktionbohrung und eine Injektorbohrung. Das Projekt beinhaltet außerdem damit verbundene Modifikationen an den Anlagen von Süd Arne für die Annahme, den Transport, die Verarbeitung und den Export von Flüssigkeiten aus dem Abschnitt Solsort West Lobe.

Die in Solsort produzierten Flüssigkeiten werden mit der Produktion von Süd Arne am Süd-Arne-WHP Nord gemischt und für die Verarbeitung und den Transport zur Hauptplattform von Süd Arne transportiert.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT-EPOO Bericht	Page:	7 of 73

[Abbildung 1-1](#) unten zeigt die Lage des Solsort-Felds im Verhältnis zu Süd Arne.

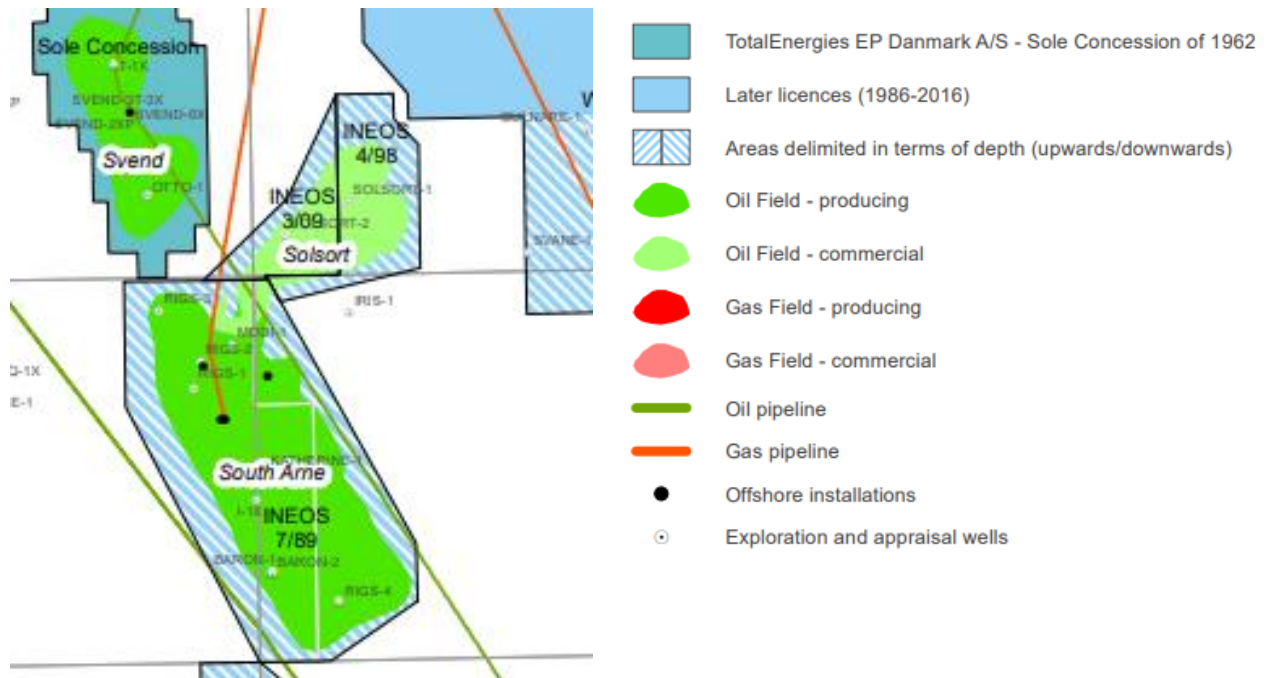


Abbildung 1-1 Lage des Solsort-Felds im Verhältnis zu Süd Arne

INEOS Oil & Gas Denmark hat COWI mit der Durchführung einer Beurteilung der Umweltauswirkung (Environmental Impact Assessment (EIA)) für die Standortanalyse, den Bau, den Betrieb und die Außerbetriebnahme des westlichen Abschnitts des Solsort-Felds beauftragt.



Der vorliegende Bericht dokumentiert den EIA-Prozess, die Erkenntnisse und die Schlussfolgerungen mit besonderem Fokus auf die grenzübergreifenden Umweltauswirkungen. Die EIA wurde in Übereinstimmung mit der dänischen EIA-Verordnung (Consolidation Act Nr. 1976/2021) durchgeführt.

Der Bericht beinhaltet darüber hinaus eine Analyse der potenziellen Auswirkungen der Erschließung auf Natura-2000-Standorte und in Anhang IV aufgeführte Spezies.

1.4 Das Solsort-Feld

Der erkundete Abschnitt Solsort West Lobe ist ein Ölfeld. Die Entdeckung des Felds wurde durch die 2010 im östlichen Abschnitt durchgeführte Aufschlussbohrung durch die Solsort-1-Erkundung bestätigt. Auf Solsort-1 folgte die Solsort-2-Befundungsbohrung im westlichen Abschnitt im Jahr 2013, siehe [Abbildung 1-2](#). Solsort-2 wies ein Kohlenwasserstoff-Vorkommen von 17 Metern in einer Tiefe von 3008-3025 m nach.

Der Abschnitt Solsort West Lobe ist ein Bor-Sandstein-Reservoir im Gegensatz zu dem Kalkreservoir in Süd Arne.

	Doc no.: SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.: 0	
	Doc. Title: Solsort West Lobe SELECT-ESPOO Bericht	Page:	8 of 73

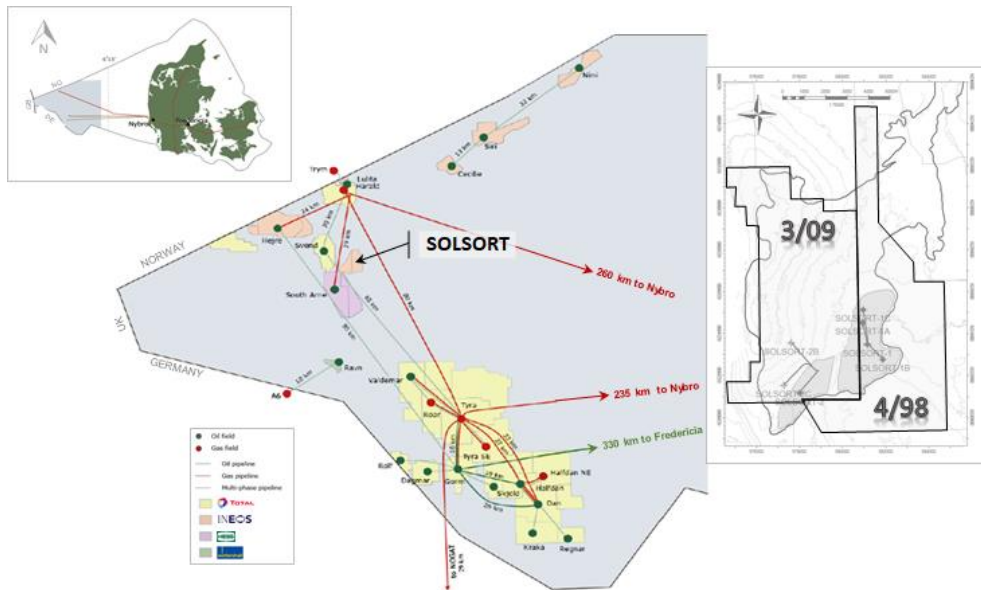


Abbildung 1-2 Lage des Solsort-Felds einschließlich Gasanlagen und Infrastruktur im dänischen Sektor der Nordsee.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	9 of 73

2 Rechtliches Rahmenwerk und Espoo-Konsultationsprozess

Ein Erschließungsprojekt wie das Solsort-Erschließungsprojekt muss verschiedene internationale Abkommen sowie Direktiven und gesetzliche Vorschriften auf EU- und nationaler Ebene erfüllen. Dieses Kapitel bietet einen Überblick über das rechtliche Rahmenwerk und die nationalen Genehmigungsprozesse, die für das Solsort West Lobe-Erschließungsprojekt gelten, und enthält darüber hinaus die im Rahmen der Espoo-Konvention einzuhaltenden Verfahren.

2.1 Die Espoo-Konvention und der Espoo-Konsultationsprozess

2.1.1 Die Espoo-Konvention

„Das Übereinkommen über die Umweltverträglichkeitsprüfung im grenzüberschreitenden Rahmen vom 25. Februar 1991“ (Espoo-Konvention) legt die Verpflichtungen der Vertragsparteien zur Beurteilung der Umweltauswirkungen bestimmter Aktivitäten in einer frühen Phase der Projektplanung fest. Darüber hinaus legt sie die allgemeine Verpflichtung der Staaten zur gegenseitigen Benachrichtigung und Konsultation bei allen wesentlichen Projekten fest, die voraussichtlich eine erhebliche nachteilige grenzüberschreitende Auswirkung haben können.

Eine grenzüberschreitende Auswirkung ist gemäß der Espoo-Konvention „jede nicht-globale Auswirkung innerhalb des Landes der Partei aufgrund geplanter Aktivitäten, deren physische Ursache ganz oder teilweise im Bereich des Landes einer anderen Partei liegt.“

Die Ursprungspartei (Party of Origin (PoO)) ist/sind die Vertragspartei(en) der Konvention, in deren Land die geplanten Arbeiten stattfinden, d. h. in diesem Fall nur Dänemark.

Die betroffene Partei (Affected Party (AP)) ist/sind eine oder mehrere Vertragsparteien(en) der Konvention, die einer grenzüberschreitenden Auswirkung geplanter Aktivitäten ausgesetzt sein kann/können. Dänemark ist in Verbindung mit dem Solsort-Erschließungsprojekt gleichermaßen Ursprungspartei und betroffene Partei, während Norwegen, Schweden, Deutschland, die Niederlande und das Vereinigte Königreich betroffene Parteien sind.

Die Konvention schreibt vor, dass die Ursprungspartei gemäß den Bestimmungen der Konvention sicherstellen muss, dass die betroffenen Parteien über eine geplante Aktivität informiert werden: Offshore-Kohlenwasserstoff-Produktion. Abbau von Erdöl und Erdgas zu kommerziellen Zwecken, wobei die abgebaute Menge mehr als 500 metrische Tonnen/Tag für Erdöl und 500.000 Kubikmeter/Tag für Gas überschreitet (#15 - Anhang 1 der Konvention), der voraussichtlich eine erhebliche nachteilige grenzüberschreitende Auswirkung haben wird.

2.1.2 Der Espoo-Konsultationsprozess

Der durch die Artikel 3 bis 6 der Espoo-Konvention vorgesehene Konsultationsprozess wird durch den Espoo-Ansprechpartner der Ursprungspartei koordiniert. Der Konsultationsprozess umfasst die folgenden Hauptschritte:

- › Benachrichtigung in Übereinstimmung mit Artikel 3: Um angemessene und effektive Konsultationen nach Artikel 5 sicherzustellen, muss die Ursprungspartei für eine in Anhang I aufgeführte geplante Aktivität, die voraussichtlich nachteilige grenzüberschreitende Auswirkungen haben wird, jede Partei, die ihrer Ansicht nach eine betroffene Vertragspartei sein kann, so früh wie möglich und in keinem Fall später als zum Zeitpunkt der Informierung der eigenen Öffentlichkeit über die geplante Aktivität informieren.
- › Erstellung der Dokumentation der Beurteilung der Umweltauswirkung (Espoo-Bericht) nach Artikel 4: Die Ursprungspartei muss der betroffenen Vertragspartei gegebenenfalls durch ein gemeinsames

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	10 of 73

Organ die Dokumentation der Umweltauswirkungsbeurteilung vorlegen. Die betroffenen Vertragsparteien müssen die Verteilung der Dokumentation an die Behörden und die Öffentlichkeit der betroffenen Vertragspartei in den Bereichen, die voraussichtlich betroffen sind, sowie die Übermittlung von Kommentaren an die zuständige Behörde der Ursprungspartei entweder direkt an dieselbe oder gegebenenfalls durch die Ursprungspartei innerhalb einer angemessenen Frist vor der endgültigen Beschlussfassung über die geplante Aktivität koordinieren.

- › Konsultation nach Artikel 5: Die Ursprungspartei muss nach der Fertigstellung der Dokumentation der Umweltauswirkungsbeurteilung unverzüglich mit Konsultationen mit der betroffenen Vertragspartei - unter anderem in Bezug auf die voraussichtliche grenzüberschreitende Auswirkung der geplanten Aktivität und Maßnahmen zur Reduzierung oder Vermeidung ihrer Auswirkung - beginnen. Konsultationen können sich auf Folgendes beziehen:
 - a) Mögliche Alternativen zu der geplanten Aktivität einschließlich des Verzichts auf die Aktivität und mögliche Maßnahmen zur Minderung erheblicher nachteiliger grenzüberschreitender Auswirkungen und zur Überwachung der Wirkungen solcher Maßnahmen auf Kosten der Ursprungspartei;
 - b) Andere Formen der gegenseitigen Unterstützung bei der Reduzierung jeglicher erheblichen nachteiligen grenzüberschreitenden Auswirkung der geplanten Aktivität und
 - c) Alle anderen geeigneten Fragen in Verbindung mit der geplanten Aktivität.

Die Parteien müssen zu Beginn jeder Konsultation einen angemessenen Zeitrahmen für die Dauer der Konsultation vereinbaren. Jede solche Konsultation kann, sofern vorhanden, durch ein entsprechendes gemeinsames Organ durchgeführt werden.

- › Endgültige Entscheidung nach Artikel 6: Die Parteien müssen in der endgültigen Entscheidung über die geplante Aktivität sicherstellen, dass das Ergebnis der Umweltauswirkungsbeurteilung einschließlich der Dokumentation der Umweltauswirkungsbeurteilung sowie der zugehörigen Kommentare, die nach Artikel 3 und 4 erhalten wurden, und des Ergebnisses der in Artikel 5 beschriebenen Konsultationen angemessen berücksichtigt wird. Die Ursprungspartei muss der betroffenen Vertragspartei die endgültige Entscheidung über die geplante Aktivität zusammen mit den dieser zugrunde liegenden Gründen und Erwägungen übermitteln. Falls zusätzliche Informationen über die erhebliche grenzüberschreitende Auswirkung einer geplanten Aktivität, die zum Zeitpunkt der Entscheidung über diese Aktivität nicht verfügbar waren und die Entscheidung erheblich hätten beeinflussen können, einer betroffenen Vertragspartei vor Beginn der Arbeiten im Rahmen dieser Aktivität bekannt werden, muss diese die andere(n) betroffene(n) Partei(en) unverzüglich informieren. Sofern von einer der betroffenen Parteien gefordert, müssen Konsultationen stattfinden, um festzustellen, ob die Entscheidung revidiert werden muss.

Der Konsultationsprozess und der Inhalt der Dokumentation der Umweltauswirkungsbeurteilung für das Solsort-Erschließungsprojekt berücksichtigen die Empfehlung der Wirtschaftskommission (UNECE, 1996) und der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2013).

Die folgenden Länder haben eine Teilnahme an dem Espoo-Prozess beantragt: Schweden und Deutschland. Norwegen möchte nur über das Projekt und den Prozess informiert werden.

Der Konsultationsprozess begann am Dienstag, 20. Juli 2021, als die dänische EPA als Espoo-Ansprechpartner ein Benachrichtigungsschreiben zusammen mit einem Espoo-Scoping-Bericht an die betroffenen Vertragsparteien übermittelte.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	11 of 73

2.2 Weitere nationale und internationale rechtliche Anforderungen

2.2.1 Schutz der Meeresumgebung

Der Marine Environment Act (Consolidation Act Nr. 1165 vom 25/11/2019) reguliert Einleitungen und Emissionen von Plattformen.

Abwassereinleitungen in das Meer

Die verbundene Verordnung über die Einleitung von Stoffen und Materialien in das Meer aus bestimmten Hochseeanlagen (Verordnung Nr. 394 vom 17/07/1984) definiert die benötigten Informationen zum Erhalt einer Einleitungsgenehmigung.

Die genehmigende Behörde ist die dänische Umweltschutzbehörde (Danish Environmental Protection Agency (DEPA)).

Die Einleitungsgenehmigung regelt unter anderem die Einleitung von Öl und Chemikalien in das Meer und definiert Anforderungen an:

- › Die maximale Ölkonzentration in eingeleitetem Brauchwasser
- › Beschränkungen der Gesamtmenge des einzuleitenden Öls
- › Überwachungsprogramme für die Ölkonzentration im Abwasser
- › Die dauerhafte Kontrolle der gesamten Öleinleitung
- › Die Klassifizierung von Offshore-Chemikalien
- › Nutzung und Einleitung von Offshore-Chemikalien in Abhängigkeit von der Klassifizierung (wie nachfolgend erläutert).
- › Regelmäßige Berichte über die Einleitung von Öl und Chemikalien.

Klassifizierung von Offshore-Chemikalien

Chemikalien werden anhand des DEPA-Farbcodierungssystems klassifiziert, das der OSPA-Klassifizierung (Substitution, Einstufung und PLONOR) folgt und mit der Umweltgefahr von Offshore-Chemikalien verbunden ist. Die Codes sind:

Schwarze Chemikalien sind besonders kritisch und nicht für die Offshore-Nutzung zulässig.

Rote Chemikalien sind so umweltschädlich, dass sie grundsätzlich vermieden und soweit wie möglich ersetzt werden sollten. Anorganische und hochgiftige oder schlecht biologisch abbaubare Stoffe sind als rot klassifiziert.

Grüne Chemikalien gelten als für die Umwelt unbedenklich (sogenannte PLONOR-Substanzen, die nur ein geringes oder kein Risiko für die Umwelt darstellen) und umfassen ebenfalls organische Substanzen mit einem EC₅₀/LC₅₀-Wert > 1 mg/l, Säuren und Basen, die als grüne Chemikalien klassifiziert sind.

Gelbe Chemikalien fallen in keine der obigen Kategorien, d. h. sie weisen eine gewisse Umweltschädlichkeit auf, die bei Einleitung größerer Mengen bedenklich sein kann. Stoffe, die eines der drei Kriterien der

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	12 of 73

schlechten biologischen Abbaubarkeit, hohen Bioakkumulation oder Toxizität erfüllen, werden als gelb klassifiziert. Wenn Stoffe zwei oder drei Kriterien erfüllen, werden sie als rot klassifiziert.

Emissionen

Darüber hinaus sind Emissionen in die Luft durch Plattformen und Schiffe in der Verordnung über bestimmte luftverschmutzende Emissionen aus Verbrennungsanlagen auf Offshore-Plattformen (Ausführungsanordnung Nr. 1449 vom 20/12/2012) und in der Verordnung über Vermeidung von Luftverschmutzung durch Schiffe (Erklärung Nr. 1522 vom 13/12/2019) geregelt.

Offshore-Sicherheit

Um Verschmutzung zu verhindern und zu mindern, schreibt der Offshore Safety Act (Consolidation Act Nr. 125 vom 06/02/2018) Notfallmaßnahmenpläne für Offshore-Plattformen vor, deren Tätigkeit in der Erkundung, der Produktion und dem Transport von Erdöl-Kohlenwasserstoffen besteht. Der erforderliche Inhalt solcher Pläne ist in der entsprechenden Verordnung über Notfallpläne im Fall der Verschmutzung der Meeresumwelt durch Öl- und Gas-Pipelines und andere Plattformen geregelt (Ausführungsanordnung Nr. 909 vom 10/07/2015 aufgrund des Gesetzes zum Schutz der Meere Nr. 1165 vom 25/22/2019, § 34 a).

2.2.2 Nationale Emissionsobergrenzen

Emissionskriterien für Stickstoffoxide (NO_x), flüchtige organische Verbindungen (VOC), Ammoniak (NH₄⁺) und Schwefeldioxid (SO₂) ab 2010 sind in der NEC-Richtlinie (NEC-Richtlinie 2001/81/EC des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2001) festgelegt. Die Richtlinie ist durch die Verordnung über Emissionsobergrenzen für Schwefeldioxide, Stickstoffoxide, flüchtige organische Verbindungen und Ammoniak (Verordnung Nr. 491 vom 16/05/2018) in das dänische Gesetz implementiert.

2.2.3 Industrieemissionen

Um industrielle Schadstoffemissionen in die Luft, das Wasser und den Boden zu minimieren, hat die EU eine Reihe von Anforderungen für industrielle Aktivitäten mit einem erheblichen Verschmutzungspotenzial festgelegt. Diese Anforderungen werden in der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) festgelegt. Die Richtlinie ist durch das Umweltschutzgesetz (Consolidation Act Nr. 1218 vom 25/11/2019) und die damit verbundene Verordnung über bestimmte luftverschmutzende Emissionen durch Verbrennungsanlagen auf Offshore-Plattformen (Ausführungsanordnung Nr. 1449 vom 20/12/2012) in das dänische Gesetz implementiert. Verbrennungsanlagen mit einer Befeuerungsleistung von mehr als 50 MW benötigen eine Umweltschutzgenehmigung unter Angabe der Emissionsgrenzwerte.

2.2.4 CO₂ Emissionsquoten und NO_x Emissionssteuern

Um industrielle Treibhausgasemissionen zu reduzieren und den Klimawandel zu bekämpfen, hat die EU ein Emissionshandelssystem (EU ETS) für Emissionsrechte für Treibhausgas eingerichtet. Das System wird in der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates festgelegt. Das System ist durch den CO₂ Quotas Act (Consolidated Act Nr. 62 vom 19/01/2021) in das dänische Gesetz implementiert.

Öl- und Gas-Produktionsanlagen mit einer Gesamtleistung von 20 MW oder mehr (einschließlich Abfackeln und für den Abbau von Öl und Gas verwendeter Energie) müssen einen CO₂-Emissionsüberwachungsplan zur Genehmigung durch die dänische Energiebehörde erstellen. Darüber hinaus sind Produktionsanlagen verpflichtet, ihre CO₂-Emissionen zu messen und die Ergebnisse den dänischen Behörden zu melden.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	13 of 73

Der Offshore-Sektor ist gemäß dem Gesetz über Abgaben auf Stickstoffoxide (Consolidation Act Nr. 1214 vom 10/08/2020) verpflichtet, eine Emissionsabgabe zu zahlen. Darüber hinaus müssen neue Offshore-Anlagen auf der Grundlage der Grundsätze der besten verfügbaren Technik (Best Available Technique (BAT)) und der besten Umweltpraktik (Best Environmental Practice (BEP)) betrieben werden. Die Hauptplattform ist verpflichtet, die Emission von NO₂-Äquivalenten gemäß der Verordnung über die Überwachung von Stickstoffoxid-Emissionen (NO_x) und Abgabepflicht zu überwachen (Verordnung Nr. 723 vom 24/06/2011).

2.2.5 Natura-2000-Gebiete

Natura 2000 ist ein Netzwerk aus Naturschutzgebieten, das im Rahmen der EU-Habitat-Richtlinie (Richtlinie des Rates Nr. 92/43/EEC vom 21. Mai 1992) und Vogelschutzrichtlinie (Richtlinie des Rates Nr. 79/409/EEC vom 2. April 1979) erstellt wurde. Das Netzwerk besteht aus besonderen Erhaltungsgebieten (Special Areas of Conservation (SAC)), die von den Mitgliedsstaaten im Rahmen der Habitatrichtlinie ausgewiesen wurden. Das Netzwerk besteht außerdem aus besonderen Erhaltungsgebieten, die im Rahmen der Vogelrichtlinie ausgewiesen wurden. Ziel des Netzwerks ist es, das langfristige Überleben der wertvollsten und am meisten bedrohten Spezies und Lebensräume in Europa sicherzustellen.

Die Richtlinien sind in das dänische Gesetz implementiert durch:

- › Den Environmental Goal Act (Consolidation Act Nr. 119 vom 26/01/2017)
- › Den Nature Protection Act (Consolidated Act Nr. 1986 vom 27/10/2021)
- › Den Subsoil Act (Consolidation Act Nr. 1533 vom 16/12/2019)
- › Die EIA-Verordnung (Consolidated Act Nr. 1976 vom 27/10/2021)
- › Die Offshore Appropriate Assessment Order (Verwaltungsanordnung Nr. 434 vom 02/05/2017)
- › Die Habitats Order (Verwaltungsanordnung Nr. 2091 vom 12/11/2021)

Vor jeder Entscheidung über Projekte mit potenzieller Auswirkung auf ein Natura-2000-Gebiet muss durch eine Dokumentation nachgewiesen werden, dass die Aktivität nicht zu negativen Auswirkungen auf den positiven Erhaltungsstatus von Spezies oder Habitaten, die Teil der Auswahlbasis sind, führen wird oder die Unversehrtheit des Gebiets beeinträchtigt.

2.2.6 Die OSPAR-Konvention

Das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordost-Atlantiks oder die OSPAR-Konvention ist das legislative Hauptinstrument zur Regelung der internationalen Zusammenarbeit hinsichtlich der Meeresumgebung der Nordsee. Die Konvention regelt die internationale Zusammenarbeit im Nordost-Atlantik und legt europäische Normen für die Öl- und Gas-Offshore-Industrie, die maritime Biodiversität und die grundlegende Überwachung der Umweltbedingungen fest. Der Schwerpunkt der Konvention liegt auf BAT, BEP und sauberen Technologien.

Die OSPAR-Konvention hat mehrere Strategien zu Umweltthemen wie Schadstoffen, Biodiversität und radioaktiven Stoffen implementiert. Die Strategien umfassen das Verbot der Einleitung ölbasierter Schlämme (OMB) und Vorschriften für die Handhabung von Bohrschnitten in der Bauphase. Darüber hinaus sind Schadstoffe nach den Grundsätzen der Ersetzung geregelt, wobei weniger schädliche oder vorzugsweise unschädliche Stoffe diese Stoffe ersetzen. Die Konvention erfordert ein HOCNF (Harmonised Offshore Chemical Notification Format) und eine Vorauswahl der Stoffe im Hinblick auf ihre Toxizität, Persistenz und biologische Abbaubarkeit. Stoffe, die nicht ersetzt werden können, müssen klassifiziert werden, wenn sie nicht in

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	14 of 73

der PLONOR-Liste (Pose Little Or No Risk) aufgeführt sind, die Stoffe ohne oder nur mit geringer Umwelt- auswirkung enthält.

Die OSPAR-Kommission empfiehlt eine Vermeidung der Einleitung von Abwasser, sodass die Einleitung von Abwasser 2020 nicht zu unerwünschten Auswirkungen auf die Meeresumgebung führen wird. Eingeleitetes Abwasser sollte nicht mehr als 30 mg gelöstes Öl pro Liter enthalten. Die Kommission entwickelt derzeit einen risikobasierten Ansatz (RBA) zur Beurteilung der Einleitung von Abwasser. Die RBA-Empfehlung 2012/5 und die damit verbundene RBA-Richtlinie 2012-07 wurden 2012 eingeführt und alle Vertragsparteien haben ihre Implementierungspläne 2013 fertiggestellt. Die vollständige Implementierung wurde 2020 abgeschlossen.

Die OSPAR-Vereinbarung 2017-02 empfiehlt Verfahren für die Überwachung der Umweltauswirkungen von Einleitungen durch Offshore-Anlagen einschließlich der Überwachung der Sediment- und Wassersäuleneigenschaften. Die Überwachungsprogramme sollten grundlegende Analysen vor jeder Erdölerschließung und Folgeanalysen während des Abbaus, der Produktion und der Außerbetriebnahme umfassen.

Die OSPAR legt in ihrem Beschluss 98/3 über die Entsorgung stillgelegter Offshore-Anlagen die Regeln für das Verlassen stillgelegter Offshore-Anlagen fest. Eine stillgelegte Offshore-Anlage ist als eine Offshore-Anlage definiert, die den Zweck, für den sie ursprünglich in dem Gebiet errichtet wurde, nicht mehr erfüllt oder keinen anderen legitimen Zweck mehr erfüllt. Offshore-Pipelines sind von diesem Beschluss nicht umfasst.

Grundsätzlich dürfen keine Offshore-Anlagen in Meeresgebieten zurückgelassen werden. Eine Abweichung von dem Beschluss 98/3 kann für Teile einer Anlage erwogen werden, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind.

2.3 Nationales Genehmigungsverfahren in Dänemark

2.3.1 Beurteilung der Umweltauswirkung (Environmental Impact Assessment (EIA))

Eine Beurteilung der Umweltauswirkung (EIA) ist erforderlich, um eine Genehmigung für den Offshore-Abbau und die Offshore-Produktion von Öl und Gas zu erhalten. Diese Anforderung ist in der Richtlinie über die Beurteilung der Auswirkungen bestimmter öffentlicher und privater Projekte auf die Umwelt (EIA-Richtlinie) festgelegt (EIA-Richtlinie (Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011)). Die Richtlinie ist in das dänische Gesetz implementiert durch:

- › Konsolidiertes Gesetz über die umweltbezogene Beurteilung von Plänen und Programmen sowie von spezifischen Projekten (Consolidation act no. 1976 of 27/10/2021)
- › Boden-Gesetz (Consolidation act no. 1533 of 16/12/2019)
- › Verordnung zur EIA, umweltbezogene Beurteilung hinsichtlich internationaler Naturerhaltungsgebiete und des Schutzes bestimmter Spezies während der Offshore-Entdeckung und -Produktion von Kohlenwasserstoffen, der unterirdischen Lagerung, Pipelines etc. (Executive Order no. 434 of 02/05/2017).

Das EIA-Dokument, das diesem Espoo-Bericht zugrunde liegt, ist mit den vorgenannten gesetzlichen Vorschriften konform.

Der öffentliche Anhörungsprozess für Offshore-Projekte stellt sich wie folgt dar:

Der Antrag des Projektverantwortlichen, der Bericht über die Beurteilung der Umweltauswirkung und ein Genehmigungsentwurf der Behörde stehen auf der Website der dänischen Energiebehörde zur Verfügung und die Öffentlichkeit erhält Gelegenheit, die EIA in einer achtwöchigen öffentlichen Anhörungsphase zu kommentieren. Nach der Anhörungsphase entscheidet die DEA, ob eine Genehmigung für das Projekt erteilt wird.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT-EPOO Bericht	Page:	15 of 73

Entscheidungen hinsichtlich des Projekts und der EIA werden auf der DEA-Website veröffentlicht und jede Partei mit relevanten und persönlichen Interessen an der Entscheidung kann innerhalb von vier Wochen nach der Veröffentlichung eine schriftliche Beschwerde zu Umweltthemen an den Berufungsausschuss der Energiebehörde (Energy Board of Appeal) richten.

3 Technische Projektbeschreibung

3.1 Beschreibung des Felds

Das Solsort-Feld liegt innerhalb der Konzession 7/89, 3/09 und 4/98 in Dänemark etwa 250 km westlich der dänischen Küste, siehe [Abbildung 3-1](#). Das Feld ist ein Ölfeld.

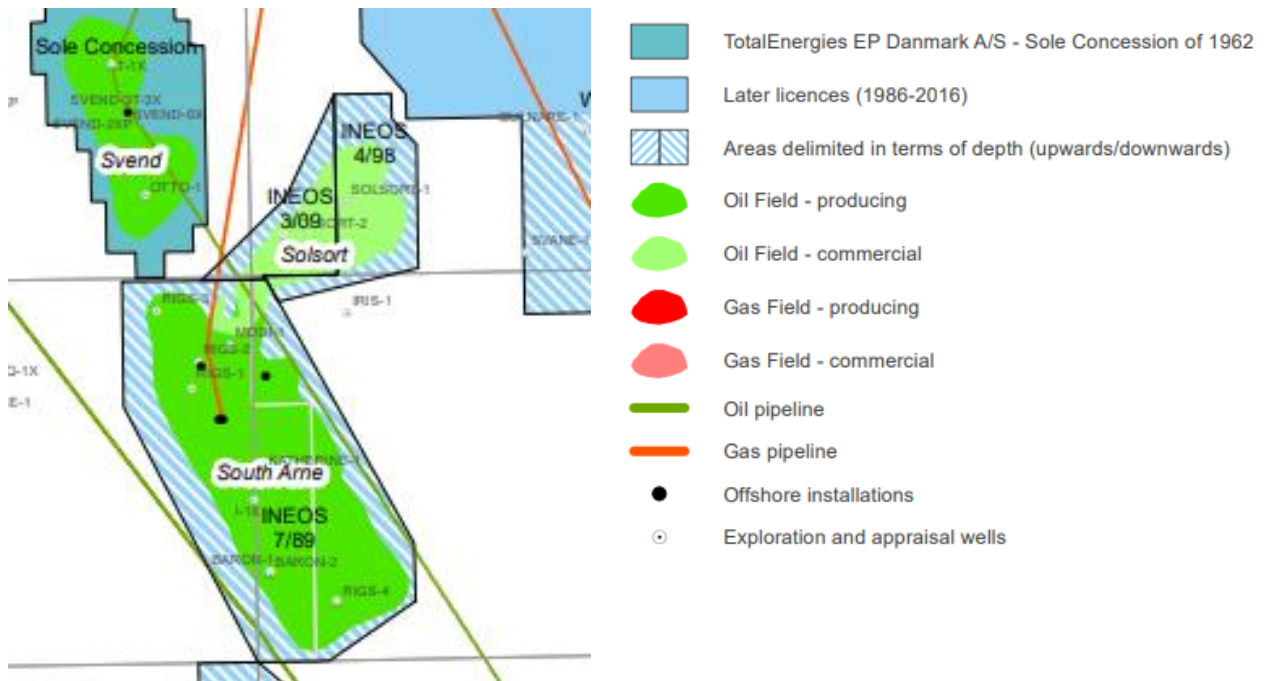


Abbildung 3-1 Lage des Solsort-Felds im Verhältnis zu Süd Arne, Karte der dänischen Öl- und Gasfelder.

Eine Übersicht der umgebenden Infrastrukturen in der Nähe des Solsort-Felds wird gezeigt in [Abbildung 3-2](#).

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT-EPOO Bericht	Page:	16 of 73

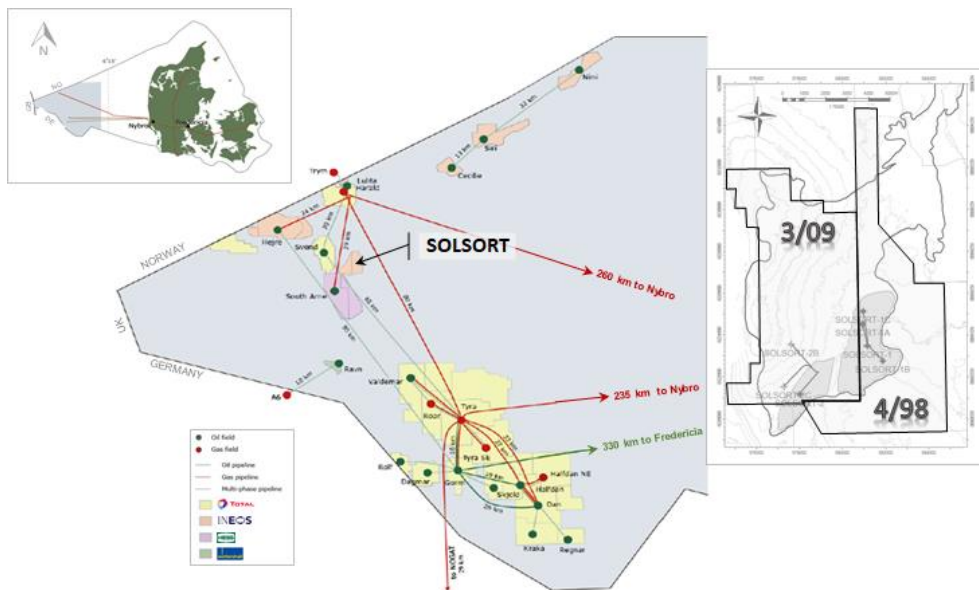


Abbildung 3-2 Lage des Solsort-Felds und der umgebenden Infrastruktur im dänischen Sektor der Nordsee.

Das Vorkommen im Solsort-Feld ist ein Niedrigstandfächersystem, das sich auf einem gestauten Becken abgesetzt hat. Das Bor-Formationsglied ist der älteste Teil der paläogenen Sandformationsglieder der Nordsee. Dieser Sand ist durchgehend feinkörnig und reich an Glaukonit. Der Sand wurde von der Stavanger-Plattform abgeschüttet und durch Dichteströmungen durch den Siri Canyon zu seiner aktuellen Position im Tail-End-Graben transportiert und bildet dort den Komplex des Solsort-Abschnitts. Der Sediment-Transport in den Tail-End-Graben erfolgte in Richtung Süden durch ein Zufuhrkanalsystem, das parallel zum Coffee Soil Fault verläuft. Unmittelbar südlich des Amalie-Bereichs wurde der Transport in südwestlicher Richtung zu einem kleinen Becken entlang der entstehenden Randsenke östlich der Svend- und Syd-Arne-Salzstrukturen und nach Süden durch die Iris-Inversionsstruktur umgeleitet.

Das Feld wurde durch die 2010 im östlichen Abschnitt 2010 durchgeführte Solsort-1-Aufschlussbohrung bestätigt (siehe [Abbildung 3-3](#)). Die Solsort-1-Aufschlussbohrung wurde als vertikaler Schacht mit 3 abzweigenden Befundungsnebenbohrungen Solsort-1A, Solsort-1B und Solsort-1C, die das Ölvorkommen im östlichen Abschnitt umreißen, gebohrt.

Auf Solsort-1 folgte 2013 die Befundungsbohrung Solsort-2 weit im westlichen Abschnitt sowie eine Abzweigbohrung mit zwei abzweigenden Nebenbohrungen zur Begutachtung der Solsort-2-Entdeckung. Solsort-2 wies ein TVD-Kohlenwasserstoff-Vorkommen von 17 Metern im westlichen Abschnitt in einer Tiefe von 3008-3025 m nach. Die beiden Befundungsnebenbohrungen bohrten in ein wassergefülltes Reservoir.

[Abbildung 3-3](#) zeigt den Umriss der 2 geplanten Erweiterungsbohrungen im westlichen Abschnitt. Eine horizontale Fördersonde und eine horizontale Wasserinjektionsbohrung. Die horizontalen Abschnitte sind etwa 2000 Meter lang. Beide Bohrungen wurden von der Bohrkopfplattform Süd Arne Nord ausgebohrt.

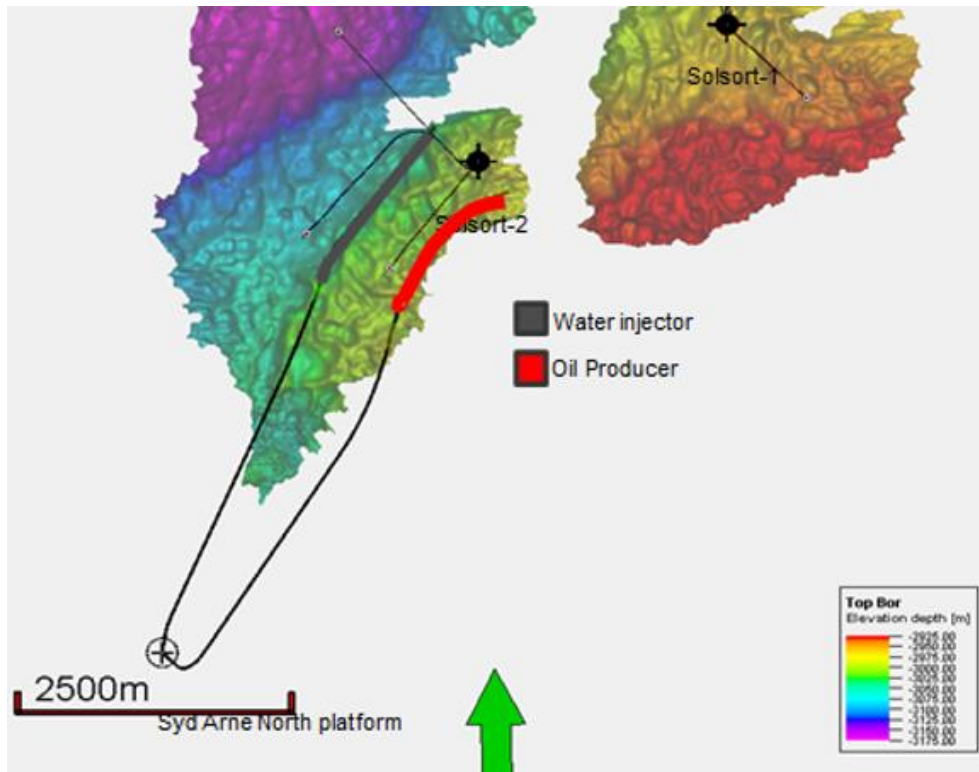


Abbildung 3-3 Tiefenkarte der östlichen und westlichen Abschnitte des Solsort-Felds mit Angabe der bestehenden Aufschluss- und Befundungsbohrungen Solsort-1, 1A, 1B, 1C und Solsort-2, 2B, 2C und 2 neuen Bohrungen.

[Tabelle 3-1](#) zeigt die Position der Süd Arne Wellhead Plattform Nord und Bohrungen der Abschnitte Solsort West Lobe.

Tabelle 3-1 Position Süd Arne Wellhead Plattform Nord und der Bohrungen der Abschnitte Solsort West Lobe

Projection ED 50 – UTM31	South Arne North Platform Block: 5604/29,30 Licence: 7/89		Solsort Block: 5604/26,30 Licence: 4/98 Block: 5604/25,26,29,30 Licence: 3/09		
	SA Surface Location (RT 62m):		Reservoir Entry and TD:		
	East (X)	North (Y)	East (X)	North (Y)	Z m TVDSS
Producer (WL-P-01)	575.947,46 m	6.217.612,91 m	578.040,00	6.220.510,00	2.992,0
			579.154,00	6.221.963,00	2.992,0
Injector (WL-WI-01)	575.943,57	6.217.620,68	577.420,00	6.221.080,00	3.040,0
			578.503,00	6.222.606,00	3.048,0

[Tabelle 3-2](#) listet die Flüssigkeitseigenschaften des Abschnitts Solsort West Lobe auf.

Tabelle 3-2 Reservoir- und Flüssigkeitseigenschaften des Abschnitts Solsort West Lobe.

Parameter (Einheit)	Wert
Reservoirtiefe [m]	2.900–3.050
Reservoirdruck (bar)	416–417

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	18 of 73

Sättigungsdruck (bar)	265–315
Reservoirtemperatur (°C)	108–109
Öl °API	35–36

3.2 Projektübersicht

Das Projekt des Abschnitts Solsort West Lobe beinhaltet 2 neue Bohrungen - eine Produktionsbohrung einschließlich einer optionalen Gas-Lift-Förderung und 1 Wasserinjektorbohrung - vom westlichen Abschnitt des Solsort-Felds gebohrt von der Bohrkopfplattform Süd Arne Nord (SA-WHPN) mit Hilfe von Süd Arne (SA) als Basis.

Das Projekt umfasst:

- Das Bohren von bis zu 2 Bohrungen in den Abschnitt Solsort West von der Bohrkopfplattform Süd Arne Nord (SA-WHPN) aus.
- Modifikationen der SA-WHPN-Plattform einschließlich der Installation von Ausrüstung wie etwa einem Solsort-Multiphasenzähler und einer Kalkhemmer-Einspritzpumpe. Es sind keine strukturellen Änderungen geplant.
- Eine neue Wachshemmer-Injektionspumpe auf der Bohrkopfplattform Süd Arne Ost (SA-WHPE).
- Modifikationen auf der Hauptplattform von Süd Arne einschließlich einer neuen Brauchwassereinspritz-Boosterpumpe Meerwasser-Brauchwassermischungen, Modifikation der bestehenden Wassereinspritzpumpe und ein neuer Brauchwasserfilter.
- Verschließen und Verlassen der Bohrung im Abschnitt Solsort West Lobe.

3.2.1 Basisplattform Süd Arne

Die Einrichtungen der Förderplattform von Süd Arne, siehe [Abbildung 3-4](#), bestehen aus einem kombinierten Bohrkopf, einer Verarbeitungs- und Wohnplattform, die durch eine Brücke mit der Bohrplattform SA-WHPE verbunden sind, und einer unbemannten Satellitenplattform SA-WHPN. SA-WHPE liegt etwa 80 m östlich der bestehenden Plattform Süd Arne und ist durch eine kombinierte Fußgänger- und Rohrbrücke verbunden. SA-WHPN ist hingegen eine unbemannte Plattform mit einem Helikopterdeck etwa 2,5 km nördlich der bestehenden Plattform Süd Arne. Ein Rohrbündel wurde zwischen SA-WHPN und SA-WHPE installiert und umfasst eine Produktionsrohrleitung, Liftgas- und Wassereinspritzleitungen und Stromversorgungskabel. Die Hauptplattform von Süd Arne umfasst Unterbringungseinrichtungen für 75 Personen.

Die Prozessanlagen auf Süd Arne bestehen aus einer Anlage, die die erzeugten Kohlenwasserstoffe abscheidet, und einem Ölspeichertank mit einem Fassungsvermögen von 87.000 m³ auf dem Meeresboden, aus dem das Öl mit Tankschiffen an die Küste exportiert wird. Das aufbereitete Gas wird über eine Pipeline nach Nybro transportiert. Das gesamte Brauchwasser wird bearbeitet und behandelt und anschließend soweit wie möglich wieder eingespeist. Der Rest wird in das Meer eingeleitet.



Abbildung 3-4 Süd Arne und die Bohrkopfplattform Ost, Wellhead Plattform Nord in Hintergrund.

Die 2020 auf Süd Arne produzierten Öl-, Gas- und Wassermengen sind in [Tabelle 3-3](#) zusammen mit den Gasmengen für Brennstoff und Fackelgas angegeben.

Tabelle 3-3 Hauptaktivitätszahlen von Süd Arne 2020 (South Arne OSPAR Report 2021).

Aktivität	Einheit	Wert
Ölproduktion	Tausend Sm ³	479
Gasproduktion*	Millionen Sm ³	82
Eingeleitetes Brauchwasser	Tausend Sm ³	290
Eingeleitetes Verdrängungswasser	Tausend Sm ³	481
Eingespritztes Wasser	Tausend Sm ³	2.218

* Einschließlich Fackelgas und lokal als Brennstoff verwendetem Gas

3.3 Bohraktivitäten

3.3.1 Standortuntersuchung der Entlastungsbohrung

Eine neue Standortanalyse könnte erforderlich sein, um eine sichere Position für eine Entlastungsbohrung und ein Bohrgerüst im Fall einer Bohrungskontrollsituation und in Fällen, in denen keine sichere Position in den aktuellen Analysebereichen gefunden werden kann, sicherzustellen.

Im Rahmen einer Standortanalyse werden Daten erfasst, um das Risikoniveau von Gas in geringer Tiefe bis zur effektiven Tiefe (TD) des Oberflächenlochs zu bestimmen, da dieser Abschnitt mit einem offenen Bohrflüssigkeitssystem und einem Ablenksystem gebohrt wird. Die Analyse wird außerdem einen sicheren Meeresboden für die Aufstellung des Gerüsts sicherstellen.

Die Standortanalyse ist mit der folgenden Ausrüstung durchzuführen:

- Sparker-System (oberflächengeschleppt, niederfrequent)
- Sub-Bottom-Profilier (Chirp-System)

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	20 of 73

- Fächerecholot
- Zweikanal-Seitenscannersonar
- Unterwasser-Positionierungssystem
- Magnetometer

Die genaue zu verwendende Ausrüstung ist noch nicht bekannt, da noch kein Auftragnehmer für die Durchführung der Analyse ausgewählt wurde. Die oben beschriebene Ausrüstung entspricht der üblicherweise für geophysikalische Standortanalysen für den Standort eines Bohrerüsts verwendeten Ausrüstung.

Emissionen

Die Dauer der Standortanalyse für die Entlastungsbohrung wird auf etwa 21 Tage geschätzt. Tatsächlich wird die Durchführung der eigentlichen Analyse 2 bis 4 Tage in Anspruch nehmen, aber aufgrund der potenziellen Standby-Zeiten aufgrund der Wetterbedingungen und des Onshore-/Offshore-Transports werden die Aktivitäten in Verbindung mit der Analyse eine Betriebsbereitschaft über eine Dauer von 21 Tagen erfordern. Emissionen in die Luft in Verbindung mit den Aktivitäten beziehen sich auf:

- › Das mit der benötigten Ausrüstung ausgestattete Versorgungsschiff

Das benötigte Personal und die angebrachte Ausrüstung werden durch dasselbe Schiff zu und von dem Bereich transportiert. Die Gesamtdauer der Arbeiten einschließlich des Transports wird daher hinsichtlich der damit verbundenen Emissionen betrachtet.

Unterwassergeräusche

Die während der Analyse erwartungsgemäß verwendete Ausrüstung ist oben aufgelistet. Die Beurteilung ergab, dass ein Großteil der Ausrüstung keine wesentliche Auswirkung innerhalb der Natura-2000-Regionen haben wird. Dies liegt an dem Frequenzbereich, der entweder zu hoch oder zu gering ist, um von Meeressäugern in Anbetracht ihrer Hörschwelle entsprechend der von RAMBØLL im Auftrag von INEOS Oil & Gas Denmark erstellten „Umweltauswirkungsbeurteilung der Pipeline-Trassenanalyse“ gehört zu werden. Die Ausbreitung wurde für drei der aufgelisteten Instrumente, für die die größte Geräuschentwicklung angenommen wird, berechnet. Diese drei Instrumente sind:

- › Oberflächengeschleppter niederfrequenter SBP GeoSpark 200TIP. Der Quellpegel wird auf 188 dB re 1 μ Pa_{2s} bei 1 Meter SEL geschätzt.
- › Hochauflösender Sub-Bottom-Profilier (CHIRP, Innomar SES2000 Medium). Der Quellpegel wird auf 243 dB re 1 μ Pa_{2s} bei 1 Meter SEL, korrigiert um die Strahlrichtwirkung, geschätzt.
- › Vertikalecholot (Kongsberg EA 400). Der Quellpegel wird auf 147 dB re 1 μ Pa_{2s} bei 1 Meter SEL geschätzt.

3.3.2 Lagebeurteilung

Vor dem Eintreffen des Gerüsts wird eine Standortanalyse mit einem einfachen ROV durchgeführt, um den Bereich für das Setzen der Spudcans (Fundamentkegel) zu analysieren und sicherzustellen, dass keine Hindernisse den Jack-up-Prozess stören können. Die ROV-Inspektion wird mit einem einfachen Fischerboot oder Versorgungsschiff durchgeführt.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT-ESPOO Bericht	Page:	21 of 73

In dem Bereich neben der Plattform Süd Arne Nord stand bis vor relativ kurzer Zeit ein Gerüst. Es könnte jedoch erforderlich sein, neue geophysikalische Bohrungen vorzunehmen, um die Bodenintegrität und Eignung für eine andere Art von Gerüst zu bestätigen.

3.3.3 Bohrungsgestaltung und Bohrung

Es ist vorgesehen, zwei Bohrschächte von Süd Arne WHPN zu bohren: eine Fördersonde und eine Wassereinspritzbohrung in das Reservoir im westlichen Solsort-Abschnitt (WL).

Die Bohrungen werden erwartungsgemäß mit einem dreibeinigen Jack-up-Gerüst von der WHPN Süd Arne gebohrt. Das Bohren der Bohrungen ist frühestens für 2023 geplant und möglich bis 2024. Die geplante Bohrdauer wird schätzungsweise 240 Tage - 120 Tage pro Bohrung - betragen. Die erwartete Tiefe der Reservoirbohrung beträgt etwa 2.900-3.100 Meter effektive vertikale Tiefe (TVD). Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, technische oder geologische Nebenschächte zu bohren (wird später entschieden).

Die Bohrungsgestaltung umfasst fünf Abschnitte: ein 26"-Führungsrohr, einen 18-5/8"-Oberflächenmantel und einen 13-3/8"-Zwischenmantel, einen 9-5/8"-Fördermantel und einen 8-1/2"-Abschnitt als unverrohrtes Bohrloch.

Während des Bohrens der Bohrungen wird zunächst das Führungsrohr gebohrt und im Meeresboden zementiert oder in Position gerammt. Die Installation des Führungsrohrs nimmt üblicherweise 24 bis 86 Stunden in Anspruch. Für das Rammen des Führungsrohrs werden Sanftanlaufverfahren angewendet.

3.3.4 Bohrgerüst

INEOS Oil & Gas Denmark plant, ein Jack-up-Gerüst für das Bohren der Bohrungen anzuwenden. Das Bohrgerüst ist so gestaltet, dass es Einleitungen während der Bohrarbeiten minimiert.

Das Jack-up-Gerüst wird zu WHPN Süd Arne geschleppt. Sobald das Gerüst seine Position erreicht hat, werden seine Beine mit den Spudcans auf den Meeresboden abgesenkt, um sicherzustellen, dass das Gerüst während der Bohrarbeiten stabil bleibt. Ein Spudcan ist ein flacher kegelförmiger Fuß, der an dem Bein des Gerüsts angebracht wird und sicherstellt, dass das Gerüst nicht zu tief in den Meeresboden einsinkt. Spudcans dringen je nach zugrunde liegendem Sediment üblicherweise 0,5-3 m in den Meeresboden ein. Spudcans können im Bedarfsfall durch Felsaufschüttungen gestützt werden.

Das Jack-up-Gerüst wird neben der WHPN Süd Arne positioniert. Der Bohrturm wird dann über der Plattform platziert, sodass die Bohrungen durch ausgewählte Schlitze in der Plattform gebohrt werden können.

3.3.5 Verwendung von Chemikalien in der Bauphase.

Chemikalien werden in der Bauphase der Bohrungen im Abschnitt Solsort West für verschiedene Zwecke eingesetzt. So werden dem Bohrschlamm mehrere Chemikalien hinzugefügt, um den Bohrprozess zu optimieren, und anschließend für die Zementierung und Fertigstellung der Bohrungen vor Beginn der Produktion. Darüber hinaus werden auch Chemikalien am Gerüst selbst benötigt (als Betriebsmittel).

Die Prozesse und die damit verbundene Nutzung von Chemikalien werden im Einzelnen in den folgenden Abschnitten beschrieben, die Tabellen mit einem Überblick über die erwarteten Mengen der für verschiedene Zwecke in den einzelnen Bauteilphasen verwendeten Chemikalien enthalten. Jeder Chemikalie wird mithilfe von Farbcodes eine Umweltkategorie zugewiesen.

Viele der in den folgenden Tabellen erwähnten Chemikalien werden nicht oder nur zu einem Teil nach dem Gebrauch in das Meerwasser eingeleitet. Einige verbleiben vollständig oder teilweise in der Formation und andere werden an Land gebracht, wie etwa zusammen mit Spänen, Schlamm für die Aufbereitung und Entsorgung.

3.3.6 Bohrschlämme

Bei Offshore-Bohrungen werden üblicherweise zwei Arten von Bohrschlamm angewendet: wasserbasierter Schlamm (WBM oder Formiatflüssigkeit) und ölbasierter Schlamm (OBM) mit geringer Toxizität. Beide Arten von Bohrschlamm werden während des Bohrens der Bohrungen im Abschnitt Solsort West (siehe [Tabelle 3-4](#)) eingesetzt.

Für die Bohrungen im Abschnitt Solsort West wird WBM in den 26"- und 21-1/2"- (18-5/8"-Mantel) Abschnitten und OBM in den Abschnitten unterhalb 17-1/2" (13-3/8"-Mantel) und 12-1/4" (9-5/8"-Mantel) angewendet. Es wird geprüft, ob das Bohren eines erweiterten Lochs mit 12-1/4" x 13-1/2" aufgrund von Lochstabilitätsproblemen erforderlich ist. Darüber hinaus wird insbesondere für den horizontalen Reservoir-Bohrabschnitt (8-1/2") Cs/K-Formiatlauge (WBM) als Bohrflüssigkeit verwendet. [Tabelle 3-5](#) und [Tabelle 3-6](#) zeigen die geplante Nutzung von Chemikalien für das Bohren der beiden Bohrungen.

Tabelle 3-4 Bohrschlammarten für die Bohrungen im Abschnitt Solsort West Wasserbasierter Schlamm (WBM), ölbasierter Schlamm mit geringer Toxizität (OBM) und Cs/K-Formiatschlamm (horizontale Abschnitte).

Abschnitt	Bohrschlamm
26"	WBM
21-1/2" (18-5/8"-Mantel)	WBM
17-1/2" (13-3/8"-Mantel)	OBM
12 1/4"	OBM
9-1/2"	Cs-K Formiat

Bohrschlämme dienen sechs Hauptzwecken:

- › Beförderung der Späne (durch den Bohraufsatz produziert) aus der Bohrung an die Oberfläche.
- › Schmieren und Kühlen des Bohraufsatzes während des Betriebs.
- › Aufrechterhaltung des hydrostatischen Drucks in der Bohrung, damit Gas und Flüssigkeiten in der Umgebung nicht in die Bohrung gelangen, um das Risiko eines Ausstoßes oder Bohrlochausbruchs zu minimieren.
- › Aufbau einer Schutzschicht auf der Bohrung, um Flüssigkeitsverlust zu vermeiden.
- › Stützen des Bohrlochs und Vermeiden eines Zusammenbruchs des Bohrlochs.
- › Hemmung von Bohrlöchern und Spänen

Das Bohrgerüst zirkuliert den Schlamm, indem es ihn durch den Bohrstrang zum Bohraufsatz pumpt. Von dort wandert er über den Ringraum zwischen dem Bohrstrang und den Wänden des gebohrten Lochs und dem letzten installierten Mantel wieder zurück nach oben. Während des Bohrens des unteren Teils der Bohrung mit OBM und des Bohrens des Reservoirabschnitts mit Cs/K-Formiat wechselt das Gerüst in vollständigen Eindämmungsmodus, um jegliche Einleitung entsprechend dem OSPAR-Beschluss 2000/3 zu verhindern. Es handelt sich um ein geschlossenes Kreislaufsystem, in dem der Schlamm während der gesamten Bohrdauer recycelt wird.

Alle WBM und die damit verbundenen Späne werden einige Meter unterhalb der Meeresoberfläche in das Meerwasser eingeleitet. Alle für das Bohren des Reservoir Abschnitts verwendeten OBM und Cs/K-Formiatflüssigkeiten und die damit verbundenen Bohrspäne werden aufgefangen und zur Entsorgung an Land verbracht oder alternativ in eine der CRI-Bohrungen der WHPN eingeführt. Daher werden weder OBM noch Cs/K-Formiat oder damit verbundene Chemikalien oder Späne in das Meer eingeleitet.

Tabelle 3-5 Geschätzte Nutzung von WBM-Chemikalien im Abschnitt Solsort West (pro Bohrung). Alle Nutzungszahlen beinhalten 50 % für Eventualfälle.

Geschätzte Nutzung für WBM-Bohrungen	Geplante Nutzung pro Bohrung [Tonnen]	Farbcode
Barit	147	
Bentonit	71	
Natriumkarbonat	2,3	
Viskosemittel	5,4	
pH-Senker	17,6	
pH-Kontrollmittel	18	
Kreislaufverlust (gesamt)	242	
Entschäumungsmittel	1,1	

Tabelle 3-6 Geschätzte Nutzung von OBM-Chemikalien und Cs/K-Formiat-Chemikalien im Abschnitt Solsort West (pro Bohrung). Alle Nutzungszahlen beinhalten 50 % für Eventualfälle.

Geschätzte Nutzung für Bohrungen mit OBM und Cs/K-Formiat	Geplante Nutzung pro Bohrung [Tonnen]	Farbcode
<i>Chemikalien für vertikales OBM-Bohren</i>		
Barit	1540	
Viskosemittel	33	
Calciumchlorid	84	
Kalk	15	
Calciumcarbonat	75	
Kreislaufverlust (gesamt)	300	
pH-Senker	26	
pH-Kontrolle	25	
Synthetische Paraffinflüssigkeit	1365	
Emulgator	56	
Viskosemittel	15	
Entschäumungsmittel	2,2	
Filtrationskontrolle	15	

<i>Chemikalien für das horizontale Cs/K-Formiat-Bohren</i>		
Kaliumformiat	1350	
Kaliumbicarbonat	5,3	
Kaliumcarbonat	5,9	
Polymer	3,6	
Calciumcarbonat	38	
Kreislaufverlust (gesamt)	155	
pH-Senker	12	
pH-Kontrolle	11	
Cäsiumformiat	165	
Filtrationskontrolle	2,9	
Reibungsminderer	42	
H ₂ S-Spülmittel	7,4	
Entschäumungsmittel	0,7	

3.3.7 Zementierung

Der Mantel wird in allen Abschnitten der Bohrung ortzementiert. Nach dem Abschluss der Bohrung jedes Abschnitts werden Abschnitte des Metallmantels, die kleiner als der Bohrdurchmesser sind, in dem Loch platziert, um die strukturelle Integrität sicherzustellen. Die Mäntel werden vor Ort fixiert, indem Zement in den Ringraum zwischen dem Mantel und der Wand der Bohrung gepumpt wird.

Die Zementflüssigkeiten werden in Schächten an dem Bohrerüst vorgemischt, bevor sie in die Bohrung gepumpt werden. Um die Mengen der verwendeten Chemikalien zu minimieren, wird ein Zementflüssigkeitszuschlagstoffsystem verwendet, um die erforderlichen Volumen der vorgemischten Flüssigkeiten zu berechnen. Mögliche Totvolumen können nach den Arbeiten in dem Schacht verbleiben und überschüssiger Zement kann aus der Bohrung austreten. In beiden Fällen wird der Zement in das Meer eingeleitet.

[Tabelle 3-7](#) bietet einen Überblick über den geschätzten Verbrauch von Zementierungschemikalien in Solsort.

Tabelle 3-7 Geschätzte Nutzung von Zementierungschemikalien in Solsort (pro Bohrung). Alle Nutzungszahlen beinhalten 25 % für Eventualfälle.

<i>Geschätzte Nutzung für Zementierungsarbeiten</i>	<i>Geplante Nutzung pro Bohrung [Tonnen]</i>	<i>Farbcode</i>
Zement	740	
Barit	180	
Verzögerer 1	19	
Natriumsilikat	5,8	
Stabilisator/Gasmigrationskontrolle	41	

Geschätzte Nutzung für Zementierarbeiten	Geplante Nutzung pro Bohrung [Tonnen]	Farbcode
Ausfüller	7,0	
Reibungsminderer	11	
Emulgator	3,5	
Gegenseitiges Lösungsmittel	3,5	
Verzögerer 2 (nur für Eventualfälle)	2,5	
Zuschlagstoff für die Flüssigkeitsverlustkontrolle	26	
Entschäumungsmittel	1,1	

3.3.8 Fertigstellung und Reinigung des Bohrlochs

Der Fertigstellungsprozess beginnt, sobald das Reservoir erreicht wird. Im Reservoirabschnitt wird ein Sandkontrollabschluss installiert. Anschließend werden im Rahmen des oberen Abschlusses die Produktionsrohre, Sicherheitsventile, der Sensor für Druck- und Temperaturmessung und Ventile für die Injektion der erforderlichen Nassbohrchemikalien installiert.

Der Abschluss einer Bohrung besteht aus einer Reihe von Prozessen, die beginnen, sobald die Bohrung TD erreicht hat. Zunächst müssen Bohrspäne aus der Bohrung gespült und die Flüssigkeit muss konditioniert werden, um sicherzustellen, dass der Abschluss des Reservoirs bis zur TD ausgeführt werden. Der Abschluss des Reservoirs erfolgt mit gewichteten und gereinigten Bohrflüssigkeiten. Ein innerer Strang könnte innerhalb des unteren Abschlusses für eine optionale Ringverschiebung zu einem Brechersystem erfolgen, das in der Lage ist, angesammelten Filterkuchen oder andere Materialien an der Außenseite des Sandsiebs, die die Sandsiebe während der Reinigung und Produktion verstopfen könnten, aufzulösen. Anschließend wird der obere Abschluss installiert und vor dem Aufsetzen des Bohrlochverschlusses wird der obere Teil der Bohrung mit einer sauberen und ungehemmten Abschlussflüssigkeit zwischen dem Produktionsfutterrohr und dem Produktionsrohr verfüllt, da die Flüssigkeit für längeren Zeitraum stillstehen könnte.

[Tabelle 3-8](#) bietet einen Überblick über die geschätzten Mengen von Abschlusschemikalien in Solsort WL. Die Zahlen enthalten mögliche Mengen für Eventualfälle.

Tabelle 3-8 Geschätzte Nutzung von Abschlusschemikalien im Abschnitt Solsort West (pro Bohrung). Alle Nutzungszahlen beinhalten 50 % für Eventualfälle.

Geschätzte Nutzung für die Fertigstellung	Geplante Nutzung pro Bohrung [Tonnen]	Farbcode
Hydrathemmer (MEG + Methanol)	57	
Basisöl	27	
Viskosemittel	0,3	
Tensid	1,8	
Gewichtskontrolle	530	

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	26 of 73

Geschätzte Nutzung für die Fertigstellung	Geplante Nutzung pro Bohrung [Tonnen]	Farbcode
Bakterizid	0,9	
Sauerstoff-Spülmittel	1,8	

Die Bohrlochverdrängung der Abschlussflüssigkeit wird die Cs/K-Formiat-Bohrflüssigkeit aus der Bohrung nach oben zum Gerüst hinaustreiben, wo sie behandelt und aufgefangen oder - sofern sie unbrauchbar ist - wieder in eine CRI-Bohrung eingespritzt wird. In diesem Prozess wird eine Kombination aus Trenn- und Reinigungsmitteln in die Bohrung vor der Abschlussflüssigkeit gepumpt, um eine gute Kontaktfläche zwischen den beiden Arten von Flüssigkeiten zu erhalten.

Die zurückgeführte Bohrflüssigkeit aus der Reinigung des Bohrlochs wird soweit wie möglich für die Wiederverwendung, das Recycling, die Wiedereinspritzung oder Entsorgung an Land gesammelt.

3.3.9 Allgemeine Reinigung

Nach dem Abschluss und der Vorbereitung der Bohrungen für die Produktion wird die Bohrung gereinigt.

Die Bohrung wird an dem Baum geöffnet und die gewichtete Bohr- und Abschlussflüssigkeit wird zunächst aus den Bohrungen entfernt/abgeführt. Sobald die Abschlussflüssigkeit zurückgeführt wurde, werden die Reservoirflüssigkeiten an die Oberfläche treten. Die aus der Bohrung zurückgeführte Bohr- und Abschlussflüssigkeit wird soweit wie möglich wieder eingespritzt oder zur Wiederverwendung oder Entsorgung an Land transportiert. Die Bohrungen werden über an dem Gerüst angebrachte Ausrüstung gereinigt, aus der Flüssigkeiten aus der Bohrung in die am Gerüst angebrachten Brenner geleitet und verbrannt werden. Einige wenige Öltröpfchen können auf die Meeresoberfläche gelangen und einen dünnen Film auf der Oberfläche bilden, der nicht mit den vor Ort vorhandenen Maßnahmen aufgefangen werden kann. Im Fall des Auslaufens größerer Ölmengen auf die Meeresoberfläche, das mehr als nur einen dünnen Film verursacht, werden Überlaufschutzmaßnahmen gemäß dem üblichen Verfahren angewendet. Nach dem Reinigen der Bohrung und der Abschlussflüssigkeit unter den Abschlussrohren verbleibende Bohrflüssigkeit wird mit der Formationsflüssigkeit in die Reinigungsoberflächendichtung geleitet.

Die Bohrungsreinigung nimmt üblicherweise 24 bis 48 Stunden in Anspruch. In diesem Zeitraum findet auch das Abfackeln statt. Die Bohrung wird solange gereinigt, bis die rückgeführte Flüssigkeit eine für die Handhabung durch die Produktionsanlagen akzeptable Qualität aufweist.

3.3.10 Bohrinterventionen und Wartung von Bohrungen

Über die Betriebslebensdauer des Solsort-Felds werden einige Besuche für Interventionsaktivitäten stattfinden (Seil, Coiled Tubing (aufgewickelter Bohrstrang), Überholungen). Einige dieser Arbeiten werden geplante Wartungsaktivitäten und andere Notfallaktivitäten sein, die nur stattfinden, wenn ein Problem in den Bohrungen auftritt.

Insgesamt wird eine Dauer der Gerüstbesuche im Abschnitt Solsort West von 6 bis 8 Monaten über die gesamte Lebensdauer des Felds erwartet. Die Gerüstbauart wird erwartungsgemäß der Gerüstbauart für die Bohrarbeiten entsprechen. Es ist nicht sicher, ob die gesamte Anzahl und Dauer der Gerüstbesuche erforderlich sein wird.

3.3.11 Betriebsmittel

Eine begrenzte Anzahl an Chemikalien wird an dem Gerüst während des Baus und der Tests der Bohrungen des Abschnitts Solsort West (Betriebsmittelchemikalien) hauptsächlich für Reinigungs-, Versiegelungs- und Schmierzwecke verwendet werden.

[Tabelle 3-9](#) listet die geschätzten Mengen der erwartungsgemäß im Abschnitt Solsort West verwendeten Betriebsmittelchemikalien auf.

Tabelle 3-9 Geschätzte Nutzung von Betriebsmittelchemikalien im Abschnitt Solsort West (pro Bohrung).

Geschätzte Nutzung für Betriebsmittel	Geplante Nutzung pro Bohrung [Tonnen]	Farbcode
Waschen des Gerüsts	48	
Rohrdichtungskitt	0,5	
Rohrpress-Schmierfett	0,3	
Futterrohr-Schmierfett	0,3	
POB-Kontrollleitungsflüssigkeit	0,3	

Etwa 50 % der Gerüstwaschchemikalien werden erwartungsgemäß in das Meerwasser eingeleitet, während nur etwa 10 % der übrigen Gerüstchemikalien eingeleitet werden.

3.4 Übersicht der Chemikaliennutzung während des Bohrens

[Tabelle 3-10](#) enthält eine Zusammenfassung der erwarteten Nutzung von Chemikalien in den verschiedenen Bauphasen, unterteilt nach Hauptgefahrenklassen (DEPA-Farbklassifizierung schwarz, rot, gelb und grün). Alle Gefahrenklassen wurden in die Tabelle eingebunden. Es ist jedoch keine Nutzung von Chemikalien der schwarzen Gefahrenklasse geplant. Mögliche Mengen für Eventualfälle sind in den Zahlen enthalten (50 % für Bohrchemikalien und 25 % für Zementierungschemikalien).

Tabelle 3-10 Übersicht der erwarteten Nutzung (in Tonnen) pro Bohrung der als schwarz, rot, gelb und grün klassifizierten Chemikalien für die Hauptbauaktivitäten im Solsort-Feld. Es ist keine Nutzung von als schwarz klassifizierten Chemikalien geplant. Alle Nutzungszahlen beinhalten Mengen für Eventualfälle.

Aktivität	Schwarze Chemikalien (Tonnen)	Rote Chemikalien (Tonnen)	Gelbe Chemikalien (Tonnen)	Grüne Chemikalien (Tonnen)
Bohren, WBM	0	0	1,1	503
Bohren, OBM + Cs/K-Formiat	0	15	1656	3679
Zementierung	0	0	48	993
Abschluss	0	0	32	587
Betriebsmittel	0	0	49	0

3.5 Einleitung in das Meer während des Bohrens

Während des Bohrens einer Bohrung werden verschiedene verwendete oder erzeugte Materialien oder Chemikalien in das Meer eingeleitet. Im Hinblick auf die Tonnage ist die Einleitung von Spänen und wasserbasiertem Bohrschlamm (WBM) besonders signifikant. WBM besteht hauptsächlich aus Lauge mit hinzugefügtem Bentonit und Barit sowie einer Reihe von Wirkstoffen zur Regulierung der Viskosität und stabilisierendem Lehm. OBM und Späne aus den Reservoirabschnitten und Formationsflüssigkeit und Späne werden nicht in das Meer eingeleitet.

[Tabelle 3-11](#) bietet einen Überblick über die Mengen an Spänen und Schlamm aus den verschiedenen Bohrabschnitten (pro Bohrung) und ihre Handhabung.

Tabelle 3-11 Geschätzte Erzeugung und Ableitung von Spänen und Bohrschlamm im Abschnitt Solsort West (pro Bohrung).

Abschnitt	Menge an Spänen [MT]	Bohrschlamm [m ³]	Abwassereinleitungen in das Meer
26"	269	858 (WBM)	Späne: 1392 MT WBM: 858 m ³
23"	1123		
17 ½"	1322	1247 (OBM)	0 (OBM, nicht eingeleitet)
12 ¼"	574		
9 ½"	386	563 (Cs-K Formiat)	0 (Cs/K-Formiat, nicht eingeleitet)

Wie die Tabelle zeigt, werden alle OBM und Cs/K-Formiatspäne mit anhaftendem Schlamm wieder eingespritzt oder zur weiteren Aufbereitung und Entsorgung an Land transportiert, sodass keine Einleitung aus den gebohrten Abschnitten von OBM oder Cs/K-Formiat stattfindet.

Der Bau einer Bohrung im Solsort-Feld umfasst das Bohren, das Zementieren und den Abschluss. Eine Stimulation oder Fracking wird nicht erforderlich sein. Darüber hinaus erfordert der Betrieb des Gerüsts eine Reihe von Betriebsmittelchemikalien z. B. für das Waschen des Gerüsts etc. Einige der Chemikalien werden in das Meer eingeleitet.

[Tabelle 3-12](#) gibt die geschätzten Mengen der aus den verschiedenen Aktivitäten eingeleiteten Chemikalien nach ihrer Farbcodierung an. Die größte Menge an eingeleiteten Chemikalien stammt aus der grünen Klasse. Die Zahlen beinhalten Mengen für Eventualfälle, die konservativ mit 50 % für alle Bohrchemikalien und 25 % für alle Zementierungschemikalien angesetzt wurden.

Tabelle 3-12 Übersicht der geschätzten Einleitung schwarzer, roter, gelber und grüner Chemikalien pro Bohrung für die Hauptbauarbeiten im Solsort-Feld. Es ist keine Nutzung von als schwarz klassifizierten Chemikalien geplant.

Hauptaktivität	Schwarze Chemikalien pro Bohrung [Tonnen]	Rote Chemikalien pro Bohrung [Tonnen]	Gelbe Chemikalien pro Bohrung [Tonnen]	Grüne Chemikalien pro Bohrung [Tonnen]

Bohren, WBM	0	0	1,2	470
Bohren, OBM und Cs/K-Formiat	0	0	0	0
Zementierung	0	0	12	274
Abschluss	0	0	2,3	338
Betriebsmittel	0	0	24	0

3.6 Emissionen während des Bohrens

Emissionen in die Luft in Verbindung mit den Bohrarbeiten beziehen sich auf:

- › Energieerzeugung am Gerüst
- › Mannschaftstransport per Helikopter, Standby-Boot und Versorgungsboot
- › Abfackeln während des Aufräumens
- › Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen (VOC) aus ölbasiertem Schlamm

Die Schiffstypen in [Tabelle 3-13](#) werden für den Transport eingesetzt.

Tabelle 3-13 Transportart in Verbindung mit Bohrarbeiten für 2 Bohrungen (bereitgestellt von INEOS Oil & Gas Denmark).

	Anzahl	Tage	Kraftstoffverbrauch [m ³ /Tag]
Bohren			
Gerüst	1	280 ¹	11,4
Versorgungsschiff	3	128 ²	4,8
Standby-Boot	1	280 ³	4,8
Schlepper	2	15 ⁴	20
Helikopter (Kerosin)		36 ⁵	1,2

¹ Das Gerüst ist pro Bohrung für 140 Tage in Betrieb.

² 3 Versorgungsschiffe, die 11 Stunden pro Tag an 280 Tagen im Einsatz sind, entsprechend 43 Tage pro Schiff und Bohrung.

³ Das Standby-Boot ist während des Betriebs des Gerüsts 24 Stunden/Tag in Betrieb.

⁴ Betrieb von Schleppern für den Transport des Gerüsts.

⁵ Helikopterbetrieb für 3 Stunden/Tag, entsprechend 10 Tage pro Bohrung.

Die Umweltauswirkungsbeurteilung enthält eine Schätzung der mit den Bohrarbeiten verbundenen Emissionen.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	30 of 73

3.7 Modifikation der Anlagen am Standort Süd Arne

Die Bohrungen werden unter Verwendung der an den besten geeigneten Schlitzten auf der nördlichen Plattform von Süd Arne gebohrt. Die Durchflussleitungen für die Produktion und Einspritzung werden innerhalb der bestehenden zugewiesenen zukünftigen Ummantelung für die Durchflussleitung installiert und nutzen die bestehenden Einrichtungen für die zukünftige Schlitzkontrolle am WHPN sowie das Bohrkopfsteuerpult. Produktionsflüssigkeiten werden durch einen eigenen neuen Multiphasenzähler (MPFM) gemessen. Nach der Messung werden die im Abschnitt Solsort West produzierten Flüssigkeiten zu dem bestehenden Produktionsammelrohr geleitet und mit der eigenen Produktion von Süd Arne am WHPN gemischt und anschließend über die bestehende Multiphasen-Unterwasserproduktionsleitung über WHPE zur Hauptplattform von Süd Arne transportiert. Das im westlichen Abschnitt produzierte Wasser wird als Teil der in Süd Arne erzeugten Wasserwiedereinspritzung wiedereingespritzt.

3.7.1 Wassereinspritzung

Mischwasser (Entschwefelungseinheit (SRP) plus Brauchwasser (PW)) wird von der bestehenden WHPN-Wassereinspritzungsverteilungsleitung für die Einspritzung in das Reservoir im westlichen Abschnitt geliefert. Ein neuer Brauchwasserfilter wird erwartungsgemäß innerhalb des bestehenden Brauchwasserpumpenstrangs an der Hauptplattform von Süd Arne erforderlich sein, um die Anforderungen an den Schwebstoffgehalt im Mischwasser von Solsort zu erfüllen. Eine zusätzliche Brauchwasser-Boosterpumpe könnte aus Kapazitätsgründen oder zur Verbesserung der Betriebszeit zu einem späteren Zeitpunkt installiert werden.

3.7.2 Gas-Lift

Ein Gas-Lift der Produktion im westlichen Abschnitt wird nur im Notfall erforderlich sein, wenn der Reservoirdruck verbraucht ist oder bei sehr geringer Produktivität der Bohrung, d. h. der Gas-Lift dient eher der Minderung des Risikos als der Optimierung der Produktion. In diesem Fall wird das am WHPN Süd Arne verfügbare Gas-Lift-Drucksystem verwendet.

3.7.3 Chemikalien

Alle Anforderungen an die Einspritzung von Chemikalien im westlichen Abschnitt werden durch Süd Arne erfüllt. Es wird erwartet, dass neue eigene Kalkhemmerpumpen am WHPN erforderlich sein werden, um die Einspritzraten für Solsort zu bewältigen. Es wird angenommen, dass die am Standort Süd Arne für dieselben Zwecke verwendeten Chemikalien auch für Solsort geeignet sind.

Süd Arne führt derzeit keine Wachslösechemikalien für den intermittierenden Anlauf. Grundsätzlich wird eine Lieferung durch ein temporäres System angenommen, das im Bedarfsfall zum WHPN Süd Arne mobilisiert wird, anstatt dauerhafte Einrichtungen bereitzustellen.

Eine dauerhafte Wachshemmereinspritzung erfolgt über die bestehende Versorgungsleitung von WHPE zu der WHPN-Unterwasserleitung zur Minderung von Wachsbildung in den Rohölkühler-, Speicher- und Transportsystemen von Süd Arne. Für diesen Zweck wird eine neue Wachshemmerpumpe am SA-WHPE installiert.

Die Verwendung von Chemikalien während der Produktion wird in der Umweltauswirkungsbeurteilung für Solsort West Lobe beschrieben.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	31 of 73

3.7.4 Emissionen

Emissionen in die Luft während des Umbaus der Anlagen am Standort Süd Arne sind verbunden mit:

- › Versorgungsboot
- › Standby-Boot
- › Kranbetrieb

Das Arne-Süd-Versorgungsboot wird auch für die Umbauten am Standort Süd Arne verwendet, sodass keine zusätzlichen Emissionen in Verbindung mit dieser Aktivität erwartet werden. Es wird erwartet, dass die Anlagen mit dem Hebezeug an Bord der Arne-Süd-Anlagen angehoben werden können.

Basierend auf den vorstehenden Ausführungen werden keine zusätzlichen Emissionen durch die erforderlichen Umbauten aufgrund der Einbeziehung der Bohrungen im Abschnitt Solsort West Lobe erwartet.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	32 of 73

4 Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen

4.1 Verfahren zur Risikobeurteilung

Das umweltbezogene Risiko ist eine Kombination aus der Signifikanz (Schweregrad) einer Auswirkung und der Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer Auswirkung. Dies impliziert beispielsweise, dass ein Zwischenfall, der zu schweren Auswirkungen führen kann, aber dessen Auftreten nicht sehr wahrscheinlich ist, ein geringes umweltbezogenes Risiko hat.

Die Beurteilung des umweltbezogenen Risikos für jeden betrieblichen Ablauf oder Zwischenfall umfasst drei Schritte:

- › Beurteilung der umweltbezogenen Signifikanz (Schweregrad) einer Auswirkung.
- › Beurteilung der Wahrscheinlichkeit, dass eine Auswirkung auftreten wird.
- › Beurteilung des Risikos durch Kombination des Schweregrads mit der Wahrscheinlichkeit.

4.1.1 Beurteilung der umweltbezogenen Signifikanz (Schweregrad) einer Auswirkung

Qualitative Beurteilungen des umweltbezogenen Schweregrads von Auswirkungen verschiedener betrieblicher Abläufe und Ereignisse werden für die EIA-Analyse und die Natura-2000-Analyse durchgeführt. Die Beurteilung des Schweregrads umfasst die folgenden Schritte:

- › Beurteilungen der Art, des Umfangs, der Dauer und der Größenordnung von Auswirkungen anhand der in [Tabelle 4-1](#) angegebenen Kriterien einschließlich der Beurteilung, ob die Auswirkung positiv oder negativ und vorübergehend oder dauerhaft ist.
- › Beurteilung des Schweregrads von Auswirkungen durch Kombination der Beurteilungen des Umfangs, der Dauer und der Größenordnung der Auswirkungen anhand der in [Tabelle 4-2](#) angegebenen Kriterien.

Tabelle 4-1 Kriterien für die Beurteilung der Art, des Umfangs, der Dauer und der Größenordnung von Auswirkungen.

Kriterium	Beschreibung
Art	Art der umweltbezogenen Veränderung
Positiv	Vorteilhafte umweltbezogene Veränderung
Negativ	Nachteilige umweltbezogene Veränderung
Umfang	Der geografische Bereich, der von der Auswirkung betroffen sein kann
Lokal	Nur der Ort, an dem direkt mit dem Bau- und Bohrbetrieb verbundene Aktivitäten auftreten können - innerhalb eines Umkreises von 500 Metern um die Aktivität
Regional	Effekte können in der zentralen Nordsee auftreten (über einen Umkreis von 500 Metern hinaus)
National	Effekte können in dänischen Gewässern auftreten
International	Effekte können in der gesamten Nordsee auftreten
Dauer	Zeitraum, für den die Auswirkung erwartungsgemäß auftreten wird
Kurzfristig	Weniger als 8 (acht) Monate
Mittelfristig	Zwischen 8 (acht) Monaten und 5 (fünf) Jahren
Langfristig	Mehr als 5 (fünf) Jahre
Größenordnung	Die Größenordnung von Auswirkungen auf umweltbezogene und soziale Prozesse
Klein	<p>Falls möglich wird die Größenordnung eines Effekts aus den Ergebnissen einer Umweltsimulation beurteilt. Andernfalls basiert die Größenordnung eines Effekts auf einem Gutachten auf der Grundlage früherer Erfahrungen aus anderen Projekten. Die folgenden Faktoren werden berücksichtigt:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Der Umfang, in dem potenziell betroffene Habitate und Organismen nicht von der menschlichen Aktivität betroffen sind > Die Anzahl/Bereiche eines umweltbezogenen Merkmals, das potenziell betroffen sein wird. > Die Einzigartigkeit/Seltenheit potenziell betroffener Organismen und Habitate > Der Erhaltungsstatus von Habitaten oder Organismen (Natura-2000-Gebiete, Anhang IV Spezies etc.). > Die Empfindlichkeit des Habitats/Organismus > Die Widerstandsfähigkeit der Organismen/Habitate gegen Auswirkungen und die Bewertung der Fähigkeit zur Anpassung an die Auswirkung ohne Beeinträchtigung des Erhaltungsstatus, der Einzigartigkeit oder der Seltenheit > Das Ersetzungspotenzial, d. h. eine Beurteilung, in welchem Umfang der Verlust von Habitaten oder Populationen von Organismen durch andere ersetzt werden kann.
Mittel	
Groß	

Tabelle 4-2 Kriterien für die Beurteilung des Schweregrads potenzieller Auswirkungen des Projekts.

Bewertung des Schweregrads	Beziehung zu den Kriterien der Art, des Umfangs, der Dauer und der Größenordnung, die die Auswirkung beschreiben.
Positive Auswirkung	Das beurteilte ökologische oder sozioökonomische Merkmal oder der Aspekt wird im Vergleich zu den bestehenden Bedingungen verbessert
Keine Auswirkung	Das beurteilte ökologische sozioökonomische Merkmal oder der Aspekt ist nicht betroffen
Unwesentliche Auswirkung	Kleine Größenordnung mit lokalem Umfang und von kurzfristiger Dauer.
Geringfügige Auswirkung	1) Kleine Größenordnung mit jeder Kombination anderer Kriterien (außer bei lokalem Umfang und kurzfristiger Dauer, langfristiger Dauer und nationalem oder internationalem Umfang) oder 2) Mittlere Größenordnung mit lokalem Umfang und von kurzfristiger Dauer.
Moderate Auswirkung	1) Kleine Größenordnung mit nationalem oder internationalem Umfang und von langfristiger Dauer oder 2) Mittlere Größenordnung mit jeder Kombination anderer Kriterien (außer bei lokalem Umfang und kurzfristiger Dauer und nationalem Umfang und langfristiger Dauer) 3) Große Größenordnung mit lokalem Umfang und von kurzfristiger Dauer
Wesentliche Auswirkung	1) Mittlere Größenordnung mit nationalem oder internationalem Umfang und von langfristiger Dauer 2) Große Größenordnung mit jeder Kombination anderer Kriterien (außer bei lokalem Umfang und kurzfristiger Dauer)

4.1.2 Beurteilung der Wahrscheinlichkeit, dass eine Auswirkung auftreten wird

Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer Auswirkung wird anhand der in [Tabelle 4-3](#) angegebenen Kriterien beurteilt.

Tabelle 4-3 Kriterien für die Beurteilung der Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer Auswirkung.

Wahrscheinlichkeitskriterium	Grad der Möglichkeit des Auftretens einer Auswirkung
Sehr gering	Die Möglichkeit des Auftretens ist sehr gering - entweder aufgrund der Projektgestaltung oder der Art des Projekts oder der Eigenschaften des Projektgebiets
Gering	Die Möglichkeit des Auftretens ist gering - entweder aufgrund der Projektgestaltung oder der Art des Projekts oder der Eigenschaften des Projektgebiets
Wahrscheinlich	Es besteht die Möglichkeit des Auftretens einer Auswirkung
Sehr wahrscheinlich	Das Auftreten einer Auswirkung ist nahezu sicher
Sicher	Es besteht Sicherheit, dass die Auswirkung auftritt

4.1.3 Risikobeurteilung

Das umweltbezogene Risiko verschiedener betrieblicher Abläufe und Zwischenfälle wird durch Kombination der Signifikanz (Schweregrad) und der Wahrscheinlichkeit einer Auswirkung entsprechend der nachfolgenden zusammengefassten Risikomatrix ([Tabelle 4-4](#)) beurteilt.

Tabelle 4-4 Qualitative Risikobeurteilungsmatrix.

		Signifikanz/Schweregrad der Auswirkung			
Wahrscheinlichkeit	Unwesentliche Auswirkung	Geringfügige Auswirkung	Moderate Auswirkung	Wesentliche Auswirkung	
Sicher	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Signifikantes Risiko	Hohes Risiko	
Sehr wahrscheinlich	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Signifikantes Risiko	Hohes Risiko	
Wahrscheinlich	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Signifikantes Risiko	
Niedrig	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Geringes Risiko	
Sehr gering	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	

5 Analyse potenzieller grenzüberschreitender Auswirkungen

Eine Analyse der potenziellen grenzüberschreitenden Auswirkungen wurde auf der Grundlage der in [Abschnitt 4.1](#) beschriebenen Methodologie und der ausführlichen Beurteilungen in dem EIA-Bericht durchgeführt.

Der Espoo-Bericht präsentiert basierend auf den Ergebnissen der ausführlichen Beurteilung eine Analyse derselben Auswirkungen im Verhältnis zu ihren potenziellen grenzüberschreitenden Einflüssen. Aufgrund des niedrigen Bereichs der meisten Projektauswirkungen können signifikante grenzüberschreitende Auswirkungen in vielen Fällen mit Sicherheit ausgeschlossen werden. Dementsprechend werden diese Auswirkungen in diesem Kapitel nicht weiter behandelt und das Kapitel konzentriert sich auf die Auswirkungen, für die ein signifikanter grenzüberschreitender Einfluss in der ersten Runde nicht ausgeschlossen werden kann.

Eine Übersicht der potenziellen grenzüberschreitenden Auswirkungen wurde erstellt - siehe [Tabelle 5-1](#) unten.

Tabelle 5-1 Analyse potenzieller grenzüberschreitender Auswirkungen

Aktivität	Potenzielle Auswirkung	Grenzüberschreitende Bewertung
Umweltauswirkungen von Aktivitäten während der Bauphase		
Anwesenheit des Bohrgerüsts	<ul style="list-style-type: none"> › Auswirkungen auf die Fischerei und Schifffahrt aufgrund von Ausschlusszonen um die Bohrgerüste 	<ul style="list-style-type: none"> › Nur lokale Auswirkung.
Einleitung von Bohrspänen, Bohrschlamm (WBM)-Komponenten und Zementierungschemikalien (nur Einleitung grüner und gelber Chemikalien) und aufbereitetem Abwasser	<ul style="list-style-type: none"> › Physische Bedeckung des Meeresbodens, die hauptsächlich die Meeresfauna betrifft › Wasserverschmutzung durch gelöste Späne, Feststoffe und Bohrchemikalien und Auswirkung auf pelagische Organismen › Verunreinigung von Sediment durch Bohrchemikalien mit Auswirkung auf die Meeresfauna › Einleitung von aufbereitetem Abwasser 	<ul style="list-style-type: none"> › Lokale Auswirkungen nur in kurzer Entfernung zur Plattform. › Nur lokale Auswirkung. Mehrere Feldstudien haben übereinstimmend gezeigt, dass feste Bohrabfälle verdünnt werden und sich in einem Umkreis von 30 Metern um das Gerüst absetzen. › Nur lokale Auswirkung in der Nähe der Bohrstandorte › Vernachlässigbare lokale Auswirkung
Fertigstellung von Bohrschächten	<ul style="list-style-type: none"> › Die Einleitung von Abschlussflüssigkeiten und -chemikalien kann sich auf die 	<ul style="list-style-type: none"> › Lokale oder keine Auswirkung.

Aktivität	Potenzielle Auswirkung	Grenzüberschreitende Bewertung
	Wasserqualität und die Meeresfauna auswirken. Es werden jedoch nur grüne Chemikalien eingeleitet.	
Lärm durch die Standortanalyse, Bohrarbeiten und Rammen der Bohrführungsrohre	<ul style="list-style-type: none"> › Auswirkung auf Meeressäuger und Fische 	<ul style="list-style-type: none"> › Auswirkungen durch die Standortanalyse und das Rammen nur in dänischen Gewässern (im Umkreis von 20 km um den Standort). Der Standort liegt mehr als 20 km von der britischen, norwegischen und deutschen Grenze entfernt und hat daher vernachlässigbare lokale Auswirkungen. Weichanlaufverfahren werden angewendet. › Lärm durch die Standortanalyse und die Bohrarbeiten tritt nur lokal auf.
Unbeabsichtigtes Auslaufen und Ausbruch	<ul style="list-style-type: none"> › Kann hauptsächlich Vögel, Meeressäuger, Fische und Küsten-Ökosysteme, die Fischerei, Aquakulturen und den Tourismus betreffen. Bohrlochausbrüche sind extrem seltene Ereignisse › Wirtschaftliche Einbußen für die Fischerei-, Aquakultur- und Tourismusindustrie durch Verölung 	<ul style="list-style-type: none"> › Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen können auftreten › Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen können auftreten
Umweltauswirkungen von Aktivitäten während der Bauphase und Außerbetriebnahmephase		
Unbeabsichtigtes Auslaufen Bohrlochausbruch	<ul style="list-style-type: none"> › Extrem seltene Ereignisse. Erfahrungen aus früheren Bohrlochausbrüchen und Öllecks in das Meer haben gezeigt, dass hauptsächlich Vögel, 	<ul style="list-style-type: none"> › Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen können auftreten

Aktivität	Potenzielle Auswirkung	Grenzüberschreitende Bewertung
	<p>Meeressäuger, Fische und Küsten-Ökosysteme sowie die Fischerei-, Aquakultur- und Tourismusindustrie betroffen sein können.</p> <ul style="list-style-type: none"> › Wirtschaftliche Einbußen für die Fischerei-, Aquakultur- und Tourismusindustrie durch Verölung › Dies kann hauptsächlich Fische, Plankton, Fischeier und Larven betreffen. 	<ul style="list-style-type: none"> › Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen können auftreten › Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen können auftreten

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	40 of 73

6 Umweltbeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens von Öl und Chemikalien

Die Auswirkungen der folgenden Arten von unbeabsichtigtem Auslaufen wurden in diesem Kapitel beurteilt:

- Auslaufen von Öl und Gasemissionen während eines unbeabsichtigten Bohrlochausbruchs. Dies kann während der Bau-, Betriebs- und Außerbetriebnahme Phase auftreten.
- Unbeabsichtigtes Auslaufen von Chemikalien aus dem Bohrerüst während des Baus der Bohrungen.
- Unbeabsichtigtes Auslaufen von Chemikalien aus der Trägerplattform während der Bauphase.

Bohrlochausbrüche, die zu einer Einleitung und Dispersion von Öl führen, sind extrem seltene Ereignisse. Jedoch können die Umweltauswirkungen im Fall eines Bohrlochausbruchs schwerwiegend sein. Erfahrungen aus früheren Bohrlochausbrüchen und Öllecks in das Meer haben gezeigt, dass hauptsächlich Vögel, Meeressäuger, Fische und Küsten-Ökosysteme durch große auslaufende Ölmengen betroffen sein können.

6.1 Umweltauswirkungen einer Ölfreisetzung während eines Bohrlochausbruchs

Das Worst-Case-Szenario im Hinblick auf ein unbeabsichtigtes Auslaufen von Öl ist ein unkontrollierter Bohrlochausbruch während des Bohrens einer Bohrung oder während der normalen Produktion.

Ein Bohrlochausbruch ist eine unkontrollierte Freisetzung von Rohöl und/oder Erdgas aus einem Bohrloch nach einem Versagen der Druckmindersysteme. Ein Bohrlochausbruch während des Bohrens kann verschiedene Ursachen haben. Hierzu zählt der Verlust der Kontrolle über die Bohrung aufgrund der Gestaltung, der Ausrüstung und/oder von menschlichem Versagen. Der Verlust der Kontrolle über die Bohrung zählt zu den Hauptnotfällen, bei denen die Wahrscheinlichkeit des Auftretens gering, aber das Risiko einer erheblichen unkontrollierten Freisetzung von Gas oder Öl in die Meeresumgebung mit weitreichenden Auswirkungen hoch ist.

6.1.1 Risiko eines Bohrlochausbruchs

Ein Bohrlochausbruch ist ein extrem seltenes Ereignis und umfangreiche Präventiv-/Kontrollmaßnahmen werden implementiert, um die Wahrscheinlichkeit solcher Ereignisse zu reduzieren. Es wurde geschätzt, dass das Risiko (die Häufigkeit) des Auftretens eines Bohrlochausbruchs auf Solsort $9,7 \times 10^{-6}$ pro Jahr beträgt (IOGP – Risk Assessment Data Directory – Report No. 434-2, March 2010).

Ein Bohrlochausbruch besteht, bis das Bohrloch wieder unter Kontrolle ist. Dieser Zustand kann wenige Stunden dauern, wenn die Kontrolle mit den vorhandenen Sicherheitssystemen wiederhergestellt werden kann, oder mehrere Monate, wenn eine zusätzliche Bohrung gebohrt werden muss, um die Kontrolle über den ursprünglichen Bohrschacht zurückzugewinnen. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass die Kontrolle über die meisten Bohrschächte innerhalb eines Tages oder weniger Tage wiederhergestellt werden kann.

6.1.2 Verhalten und Auswirkung von Öl

Während eines Bohrlochausbruchs wird das Öl mit der Strömung verbreitet und unterliegt gleichzeitig einer Vielzahl von Prozessen einschließlich Verdunstung, Dispersion, Emulsionsbildung, Auflösung, Oxidation, Sedimentation und biologischem Abbau. Ölkomponenten und ihr Abbauprodukt können Meeres- und Küstenhabitate und -spezies betreffen. Die schwerwiegendsten Auswirkungen auslaufenden Öls werden im Allgemeinen auftreten, wenn der Ölteppich Meeresvogelkolonien oder Küstengewässer oder Küstenlinien erreicht. Für eine ausführlichere Beschreibung des Verhaltens und der Auswirkung von auslaufendem Öl wird auf Anhang A verwiesen.

6.1.3 Methodologie

Die Auswirkung des während eines Bohrlochausbruchs freigesetzten Öls wurde anhand einer Simulation des Ölaustritts, bekannter Dosis-Wirkungs-Relationen zwischen Konzentrationen von Ölkomponenten und Auswirkungen auf Meeresorganismen und der bei früheren Ölaustritten beobachteten Auswirkungen beurteilt.

Simulation des Ölaustritts

Oil Spill Response Limited UK führte eine Simulation des Auslaufens auf Solsort anhand des von SINTEF Norway entwickelten statistischen Öldriftmodells OSCAR durch. OSCAR ist ein 3D-Simulationstool zur Vorhersage der Bewegung und des Verhaltens von Öl auf der Meeresoberfläche und durch die gesamte Wassersäule. Einzelheiten zur Simulation sind in Simulation des Ölaustritts von Solsort-Erschließungsprojekts DONG Energy (DONG 2015) enthalten.

Vier Bohrlochausbruchsszenarien wurden simuliert:

- Szenario 1. Freisetzung auf den Meeresboden mit einer Freisetzungsrate von 4.432 m³/Tag im Sommer (April-September)
- Szenario 2. Freisetzung auf den Meeresboden mit einer Freisetzungsrate von 4.432 m³/Tag im Winter (Oktober-März)
- Szenario 3. Freisetzung auf der Oberfläche mit einer Freisetzungsrate von 4.368 m³/Tag im Sommer (April-September)
- Szenario 4. Freisetzung auf der Oberfläche mit einer Freisetzungsrate von 4.368 m³/Tag im Winter (Oktober-März)

Der Aufbau der vier Szenarien ist in [Tabelle 6-1](#) zusammengefasst.

Tabelle 6-1 Simulation des Ölaustritts. Zusammenfassung des Aufbaus der Szenarien für den Ölaustritt

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Freigesetztes gesamtes Ölvolumen	332.400 m ³	332.400 m ³	327.600 m ³	327.600 m ³
Freisetzungsrate	4.432 m ³ /Tag	4.432 m ³ /Tag	4.368 m ³ /Tag	4.368 m ³ /Tag
Dauer der Freisetzung ¹⁾	75 Tage	75 Tage	75 Tage	75 Tage
Tiefe der Freisetzung	62,4 m	62,4 m	0 m	0 m
Jahreszeit	Sommer (April-September)	Winter (März-Oktober)	Sommer (April-September)	Winter (März-Oktober)
Gesamte Simulationsdauer	82 Tage	82 Tage	82 Tage	82 Tage

1) Die Dauer der Freisetzung von 75 Tagen wurde gewählt, weil diese dem Zeitaufwand für das Bohren einer Entlastungsbohrung entspricht.

Die Simulation entspricht den Worst-Case-Szenarien ohne ungeminderte Austritte und einer Freisetzungsdauer von 75 Tagen. Die Freisetzungsdauer ist eine konservative Schätzung des Zeitaufwands für das Bohren einer neuen Entlastungsbohrung. Effiziente Notfallmaßnahmen werden die Ausbreitung des Auslaufens und somit den Umfang und die Größenordnung des Umweltschadens erheblich reduzieren.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	42 of 73

Der Notfallmaßnahmenplan gegen auslaufendes Öl für Süd Arne wird mit Bohraktivitäten und Überholungsarbeiten entsprechend aktualisiert, um sicherzustellen, dass die Vorkehrungen für auslaufendes Öl angemessen sind.

Umweltbeurteilung

Die Beurteilung der Umweltauswirkungen eines versehentlichen Bohrlochausbruchs basiert auf einer Matrix unter Verwendung aller vier Szenarien, die ein Worst-Case-Szenario repräsentieren, in dem keine Eindämmungsmaßnahmen gegen auslaufendes Öl getroffen werden. Die Simulationen wurden anhand stochastischer und deterministischer Modellierung durchgeführt.

Die stochastische Modellierung ist durch eine gewisse inhärente Zufälligkeit gekennzeichnet, während das deterministische Modell vollständig durch die Parameterwerte und die Ausgangsbedingungen beschränkt wird.

Bei Anwendung eines stochastischen Modells kann der Bohrlochausbruch statistisch analysiert werden. Die Vorhersage repräsentiert jedoch die Bruttofläche, die von einem Auslaufen betroffen sein kann, da sie den Auswirkungsbereich mehrerer einzelner Auslaufereignisse kombiniert und somit keinen realen Bohrlochausbruch darstellt.

Im Gegensatz hierzu simuliert das deterministische Modell ein einzelnes Auslaufen zu einem gewählten Datum unter den zu diesem Zeitpunkt herrschenden Witterungsbedingungen. Es sagt daher den tatsächlichen Verlauf eines einzelnen Auslaufereignisses voraus, berücksichtigt aber nicht die statistische Unsicherheit der Tatsache, dass der Verlauf des Auslaufens je nach Witterungsbedingungen unterschiedlich ist.

Effiziente Eindämmungsmaßnahmen werden die Ausbreitung von auslaufendem Öl erheblich reduzieren und daher sind der Umfang und die Größenordnung des Umweltschadens sehr wahrscheinlich geringer, als die Modellergebnisse tatsächlich anzeigen.

[Tabelle 6-2](#) enthält eine Liste der in der Auswirkungsbeurteilung verwendeten Schwellenwerte. Einzelheiten zum Verhalten und der Auswirkung des auslaufenden Öls sind in Anhang A beschrieben.

Tabelle 6-2 Meeresoberfläche, Wassersäule und Küstenschwellenwerte für die Bewertung der Auswirkung

Dem Öl ausgesetzte Spezies/Habitats	Schwellenwert	Begründung
Meeresvögel, Emulsion auf der Wasseroberfläche	1 µm	Der Schwellenwert von 1 µm gilt als unterhalb der Werte liegend, die Meeresvögeln durch den Kontakt mit Öl Schaden zufügen würden. Eine Exposition oberhalb dieses Schwellenwerts wird zu Auswirkungen wie der Übertragung des Öls auf Eier und somit einem reduzierten Schlüpfertag führen (French-McCay 2009).
	10 µm	Es wurde festgestellt, dass der Schwellenwert von 10 µm für Öl auf der Wasseroberfläche zu einer Mortalitätsrate von 100 % für betroffene Meeresvögel und andere Wildtiere in Verbindung mit der Wasseroberfläche führt (French-McCay 2009).
Meeresvögel an der Küste	„Leichte Verölung“ oder mehr an der Küste	Eine leichte Verölung der Küste kann für Meeresvögel tödlich sein.

Dem Öl ausgesetzte Spezies/Habitats	Schwellenwert	Begründung
Meeressäuger (mit Fell), Ölemulsion auf der Wasseroberfläche	10 µm	Es wurde festgestellt, dass der Schwellenwert von 10 µm für Öl auf der Wasseroberfläche eine tödliche Wirkung auf Meeressäuger mit Fell wie etwa Seehunde hat (French-McCay 2009).
Meeressäuger (mit Fell), Ölemulsion an der Küste	„Leichte Verölung“ oder mehr an der Küste	Eine leichte Verölung der Küste kann eine tödliche Wirkung auf Meeressäuger mit Fell wie etwa Seehunde haben, wenn sie sich an den Strand begeben oder dort liegen.
Meeressäuger (Waltiere), Ölemulsion auf der Wasseroberfläche	100 µm	Waltiere reagieren weniger empfindlich auf Öl als Seehunde, da es nicht an ihrer Haut anhaftet. Waltiere können Öl und Öldampf einatmen, wenn sie an die Oberfläche auftauchen, um zu atmen, was zu inneren Verletzungen führen kann (French-McCay 2009).
Fische, THC in der Wassersäule	25 ppb	Gemäß den Richtlinien der Norwegian Oil Industry Association werden die Auswirkungen einer akuten Ölverschmutzung auf Fischeier und Larven bei THC-Konzentrationen >25 ppb festgestellt.
	70,5 ppb	Gemäß OSPAR 2014/5 haben Konzentrationen von >70,5 ppb potenziell chronische Auswirkungen auf Jungfische und Larven, die in den Ölwolken eingeschlossen sein können.
	500 ppb	Der Schwellenwert von 500 ppb gilt als konservativer hoher Expositionswert im Hinblick auf potenzielle toxische Wirkungen, die zu einer Mortalitätsrate von 50 % aller Meerestiere im Fall der Exposition gegenüber einer akuten Ölverschmutzung führt.
Meeresbodenhabitat	25 ppb	Als Meeresbodenhabitate werden geschützte Riffe und Regionen mit geschützten Kaltwasserkorallen und Bereiche mit hoher ökologischer Produktion angesehen. Dieser Schwellenwert wird angewendet, um festzustellen, ab wann die empfindlichsten Meerestiere (Fischeier und Larven) von einer akuten Ölverschmutzung betroffen sind. Auf der Grundlage der Richtlinien der Norwegian Oil Industry Association.
Küstenhabitate	„Leichte Verölung“ oder mehr an der Küste	Der Environmental Sensitivity Index (ESI) wird verwendet, um die Empfindlichkeit der verschiedenen Küstenarten gegenüber akuter Ölverschmutzung zu beurteilen.

 	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT-EPOO Bericht	Page:	44 of 73

6.1.4 Simulierte Dispersion von Öl während eines Bohrlochausbruchs ohne Einsatz

Ausbreitung von Öl

Abbildung 6-1 zeigt die simulierte Wahrscheinlichkeit, dass die Meeresoberfläche in Gitterzellen von 10 x 10 km von mehr als 1 Tonne im Sommer (April-September) und Winter (Oktober-März) im Solsort-Feld freigesetztem Öl getroffen werden könnte.

Verschiedene individuelle Zugbahnen wurden analysiert, um die stochastischen Ergebnisse für jedes Szenario zu bestimmen. Jede Zugbahn begann zu einem anderen Startdatum, sodass jedes Auslaufen von Öl mit einer Reihe unterschiedlicher Wind- und Strömungsbedingungen simuliert wurde. **Abbildung 6-1** zeigt daher die kombinierten Wahrscheinlichkeiten der 142 Zugbahnen (Sommer) und 119 Zugbahnen (Winter). Dies bedeutet, dass die Simulation nicht das Ergebnis eines einzigen Auslaufens von Öl, sondern die kombinierten Wahrscheinlichkeiten für eine dem Öl auszusetzende Zelle in dem Modell zeigt.

Es zeigt sich, dass das während eines Bohrlochausbruchs freigesetzte Öl mit der vorherrschenden Strömung hauptsächlich nach Nordosten transportiert wird, aber auch in Richtung der deutschen, niederländischen und britischen Gewässer transportiert werden kann.

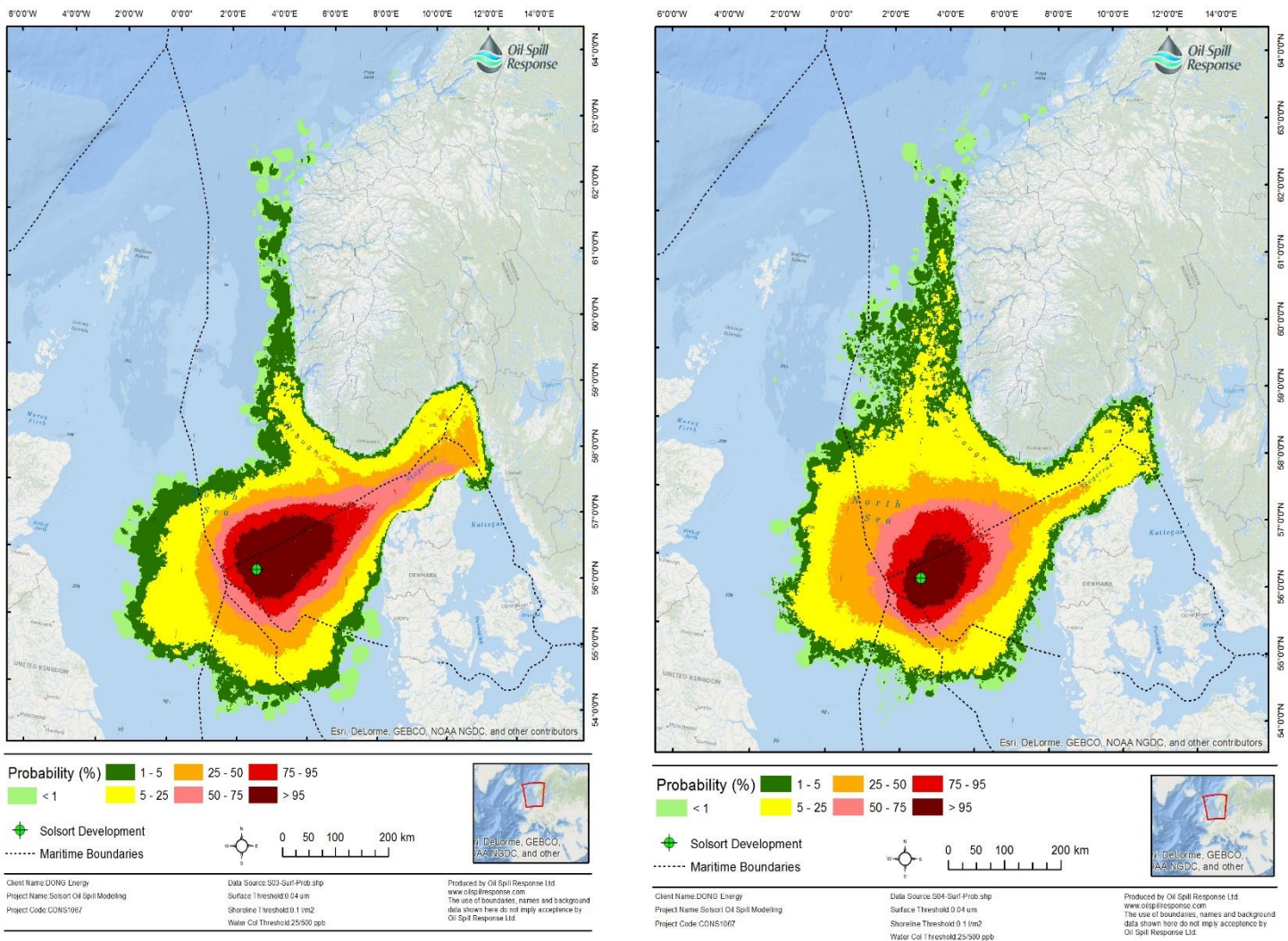


Abbildung 6-1 Ergebnis einer Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs im Solsort-Feld im Sommer (April-September) (links) und Winter (Oktober-März) (rechts). Kombinierte Wahrscheinlichkeit von 142 Zugbahnen, dass die Meeresoberfläche in Gitterzellen von 10 x 19 km von einer Ölfreisetzung der Bohrung des westlichen Abschnitts von Solsort betroffen sein könnte (aus DONG Energy 2015).

	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT-EPOO Bericht	Page:	45 of 73

Abbildung 6-1 zeigt die saisonale Auflösung der Ankunftszeiten (seit Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs zu Gitterzellen von 10 x 10 km (Driftzeit). Es ist zu erkennen, dass es etwa 2 Wochen dauert, bis das Öl die Küste erreicht. Auch wenn statistisch alle Küsten im Fall eines Bohrlochausbruchs nach [Abbildung 6-1](#) von Öl betroffen sein können, zeigt [Abbildung 6-3](#), dass die Menge des Öls, das auf die Küste trifft, eine Dicke von weniger als 5 µm hat.

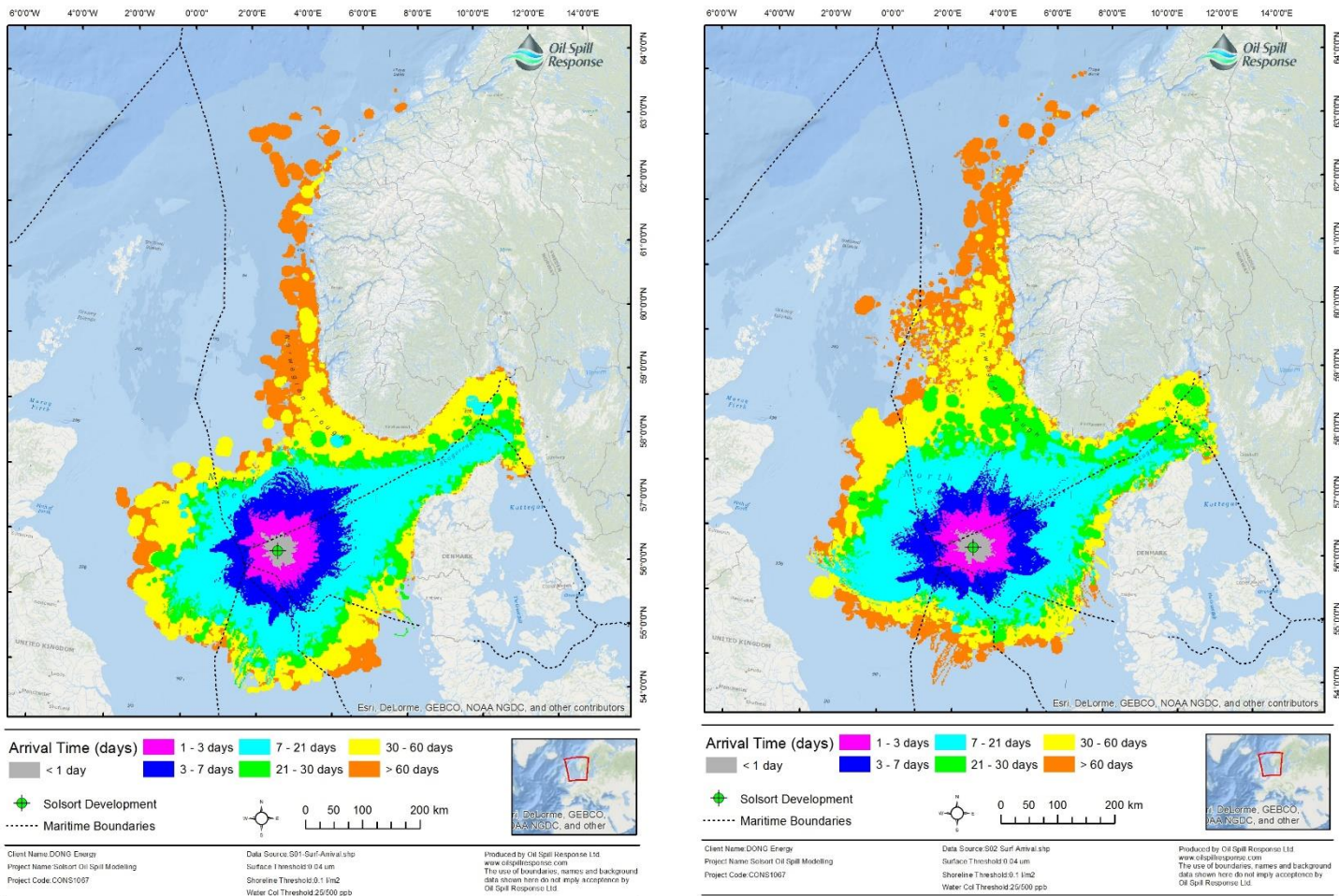


Abbildung 6-2 Ergebnis einer stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs im Solsort-Feld im Sommer (April-September) (links) und Winter (Oktober-März) (rechts). Die Abbildungen zeigen die jahreszeitliche Auflösung der Ankunftszeiten (seit Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km. (DONG Energy 2015)

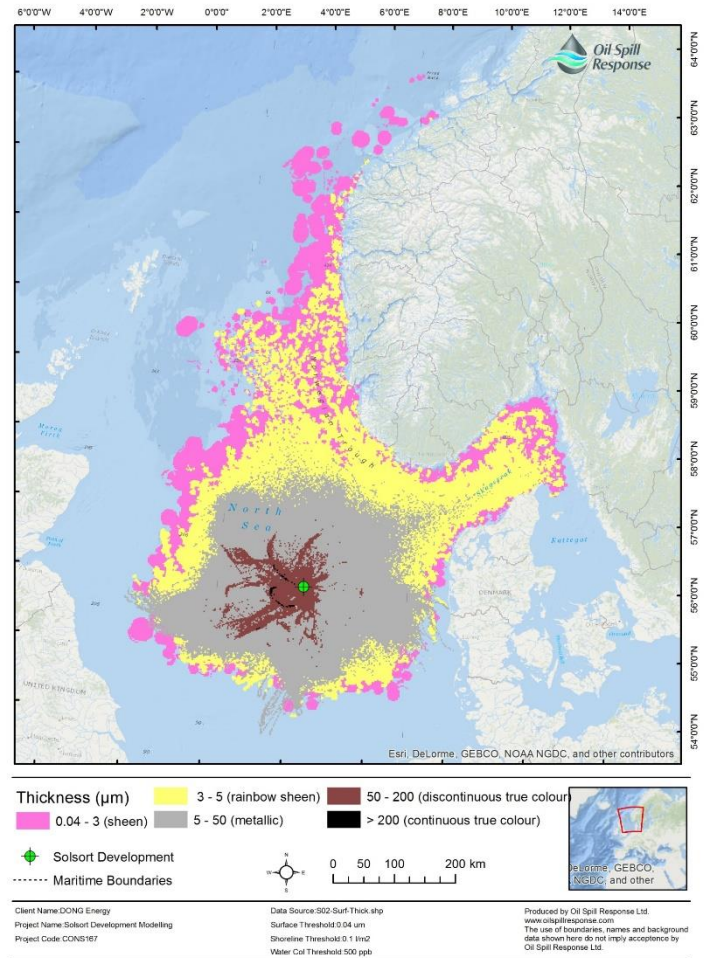
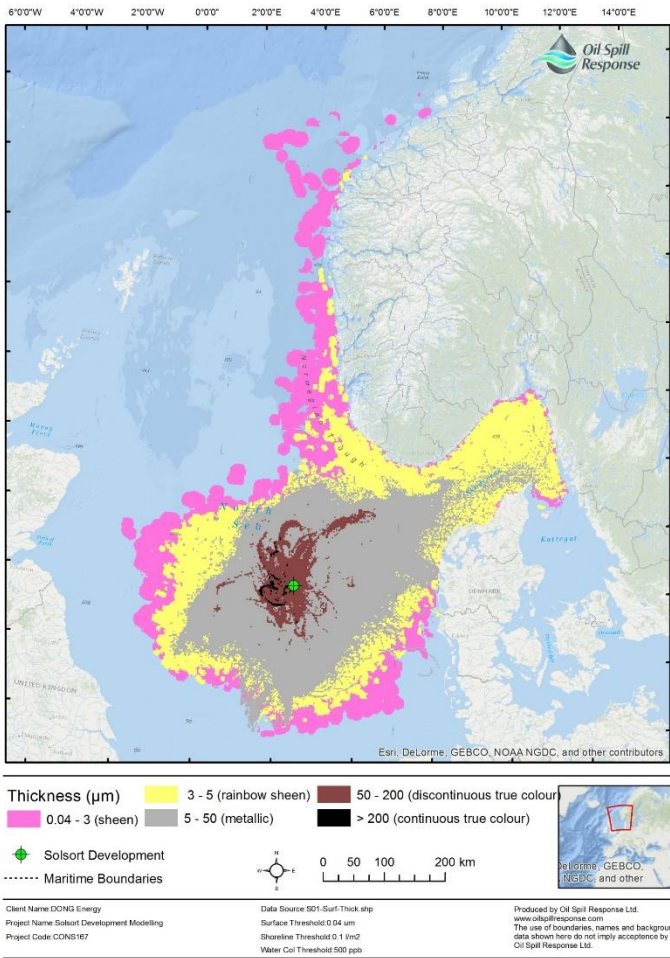


Abbildung 6-3 Jahreszeitliche Auflösung der Dicke von Oberflächenöl innerhalb des Einflussbereichs auf Gitterzellen von 10 x 10 km. Ergebnis einer Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs im Solsort-Feld im Sommer (April-September) (links) und Winter (Oktober-März) (rechts). (aus DONG Energy 2015). Die in Pink markierte als Film bezeichnete Dicke beträgt 0,04-0,3 und nicht wie in der Abbildung angegeben. Der gelb markierte regenbogenfarbene Film hat eine Dicke von 0,3-5.

Eine Zugbahn für den ungünstigsten Fall, die dazu führt, dass das meiste Öl an die Küste gespült wird, wurde ausgewählt und [Abbildung 6-4](#) zeigt das Ergebnis der Simulation.

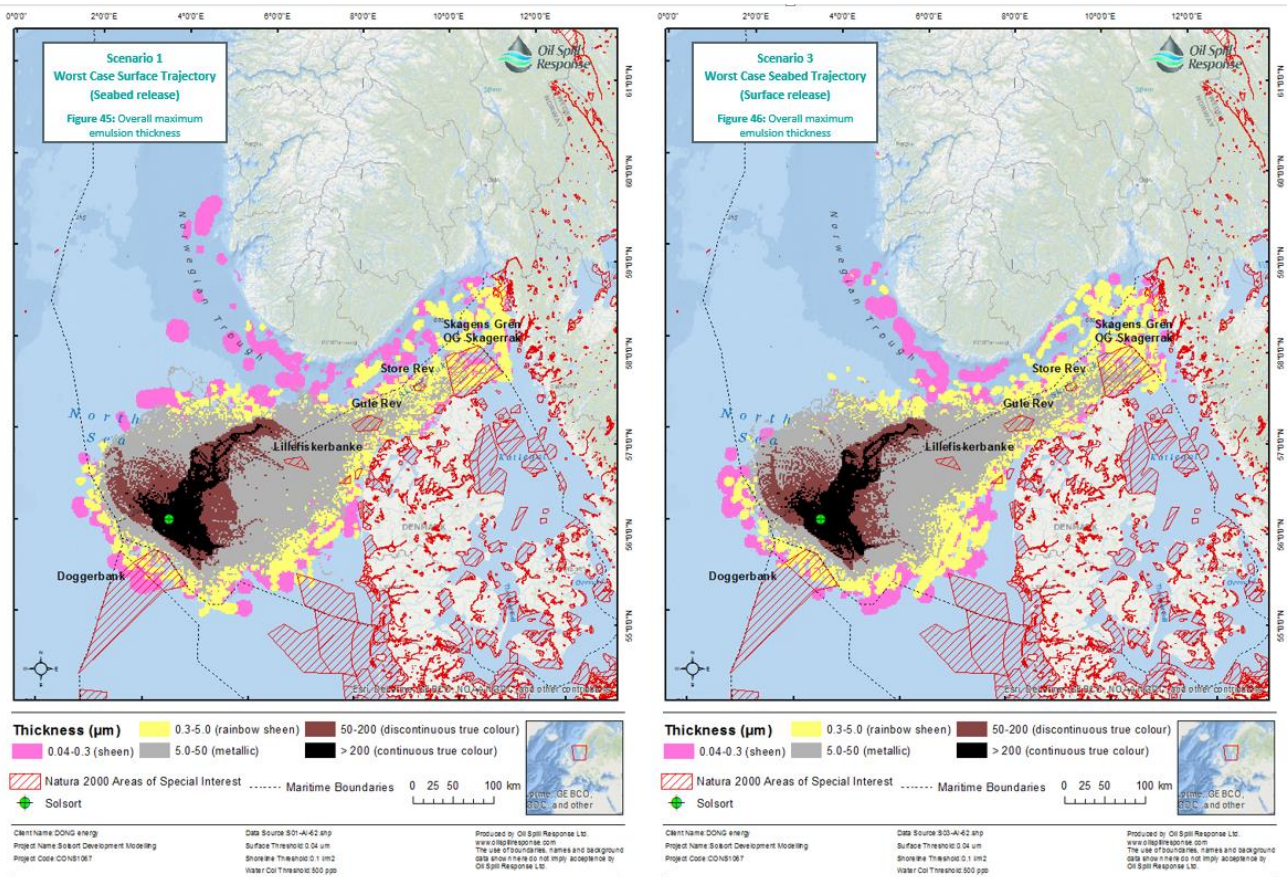


Abbildung 6-4 Ergebnis der Simulation des Auslaufens von Öl für den ungünstigsten Fall mit ungeminderter Freisetzung an der Oberfläche und auf dem Meeresboden.

Tabelle 6-3 zeigt die erwartete Dicke der Oberflächenölschicht entsprechend der Ölmasse in Übereinstimmung mit dem Bonn-Übereinkommen (2016). Das Bonn-Übereinkommen unterscheidet fünf Stufen des Auftretens von Öl.

Vögel gelten grundsätzlich als von dem Oberflächenöl betroffen, wenn die Emulsionsdicke mehr als 1 µm beträgt, während Seehunde und Wale (einschließlich Schweinswale) Oberflächenöl besser vertragen. Letztere sind betroffen, wenn die Emulsionsdicke mehr als 10 µm und 100 µm für Seehunde bzw. Wale beträgt (French-McCay 2009).

Tabelle 6-3 Stufen des Ölauftritts unterschieden nach dem Bonn-Übereinkommen (2016). Die vor 2016 verwendeten Beschreibungen wurden zum Vergleich hinzugefügt.

Code	Beschreibung -- Auftreten	Schichtdicke (µm)	Tonnen pro 100 km ²
1	Silber/grau	0,04–0,30	4–300
2	Regenbogen	0,30–5,0	300–5000
3	Metallisch	5,0–50	5000–50,000
4	Unterbrochene tatsächliche Ölfarbe	50–200	50.000–200,000
5	Durchgehende tatsächliche Ölfarbe	> 200	> 200,000

Die Simulation ergab ein ähnliches Bild für die Freisetzung von Öl auf dem Meeresboden. Es sollte jedoch beachtet werden, dass sich das vom Meeresboden freigesetzte Öl anders verhalten kann als das an der Oberfläche auslaufende Öl. Auch wenn an der Oberfläche auslaufendes Öl die Wassersäule durch natürliche Dispersion aufgrund der Windenergie erreichen kann, wird der Großteil üblicherweise auf der Wasseroberfläche verbleiben und Witterungsprozessen wie Verdampfung und Ausbreitung unterliegen. Große Unterwasser-Ölwolken können verursacht werden, wenn Öl vom Meeresboden aufgrund von Auftrieb in der Wassersäule freigesetzt wird. In einigen Fällen wird Öl in einem bestimmten Dichtegradienten eingeschlossen und erreicht die Oberfläche nicht.

Die Simulation zeigt, dass die maximale gesamte Ölkonzentration in der Wassersäule <150 ppb und die maximale gelöste Ölkonzentration <10 ppb (für die Freisetzung vom Meeresboden) beträgt. Zum Vergleich: 25 ppb ist der Schwellenwert, ab dem die empfindlichsten Meerestiere betroffen sind. Dieser Wert basiert auf den Richtlinien der Norwegian Oil Industry Association für die Auswirkung akuter Ölverschmutzung auf Fischeier und Larven. 500 ppb ist der Schwellenwert, ab dem mehr als 50 % der Meerestiere laut einer von BP durchgeführten Literaturprüfung von akuter Toxizität betroffen sind.

Im folgenden Abschnitt werden die Modellergebnisse in Bezug auf potenzielle Auswirkungen auf Meerestiere, Meeressäuger, Fischeier und -larven, Küsten und Natura-2000-Standorte beurteilt.

6.1.5 Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Öl auf Meerestiere

Es ist ausreichend dokumentiert, dass Meerestiere extrem anfällig für auslaufendes Öl sind und bei einer Ölkatastrophe in Gebieten mit Meerestierkolonien oftmals Meerestiere in großer Zahl getötet werden. Meerestiere sind besonders anfällig, weil sie oft Kontakt zum Oberflächenwasser haben und das Öl den Auftrieb und die isolierende Eigenschaft des Gefieders zunichtemacht. Mit Öl bedeckte Meerestiere sterben normalerweise an Unterkühlung oder Hunger oder ertrinken. Selbst sehr kleine Ölflecke können insbesondere im Winter tödlich sein. Dies gefährdet hauptsächlich Meerestiere, die sich über einen längeren Zeitraum auf der Meeresoberfläche aufhalten, kann aber auch alle anderen Arten von Meerestieren betreffen (Trosi et al 2016). Der Schwellenwert, ab dem die Emulsionsdicke als schädlich für Vögel gilt, beträgt 1 µm (French-McCay 2009) (etwa 100 t auf 100 km², [Tabelle 6-3](#)). Eine Exposition oberhalb dieses Schwellenwerts wird zu Auswirkungen wie der Übertragung des Öls auf Eier und somit einem reduzierten Schlüpfertum führen. Eine Emulsionsdicke von mehr als 10 µm wird zum unmittelbaren Tod führen.

Im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs im westlichen Abschnitt von Solsort wird das Öl höchstwahrscheinlich mit den vorherrschenden Strömungen nach Nordosten transportiert und passiert internationale bedeutende Vogelschutzgebiete im nordöstlichen Teil der Nordsee. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieser Bereich im Fall eines Bohrlochausbruchs (75-> 95 %) betroffen ist, ist hoch. Die Driftzeit zu diesen Gebieten beträgt 1-7 Tage (DONG Energy 2015).

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	49 of 73

Das Gebiet ist wichtig für Möwen und Alke (d. h. hauptsächlich Krabbentaucher, aber auch Trottellummen und Tordalke (Skov et al. 1995, Skov et al. 2007). Alke sind extrem anfällig für Öllecks, da sie die meiste Zeit auf der Meeresoberfläche verbringen. Die Vögel sind besonders in der Winterzeit anfällig, wenn die meisten Spezies Schwärme bilden. Es wird geschätzt, dass sich etwa 1 Million Vögel im Winter in der Nordsee sammeln (Skov et al. 2007). Der nördliche Teil der dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee gilt als wichtiges Zwischen-Schutzgebiet für Meeresvögel (Skov et al. 2007). Dementsprechend besteht ein hohes Risiko der Verölung und des Sterbens von Vögeln in diesem Gebiet im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs. Andererseits werden die wichtigen Vogelgebiete im Wattenmeer und an seiner unmittelbaren Grenze nicht betroffen.

6.1.6 Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Öl auf Meeressäuger

Die Simulation zeigt, dass Öl aus einem Bohrlochausbruch Bereiche treffen kann, in denen sich möglicherweise Schweinswale, Kegelrobben oder Seehunde aufhalten. Schweinswale und Seehunde sind im Allgemeinen weniger anfällig für ausgelaufenes Öl als Vögel (d. h. der geschätzte Schwellenwert beträgt 10 µm für Seehunde und 100 µm für Walfiere, French-McCay 2009) (10 µm entspricht etwa 10 t Öl pro 100 km² ([Tabelle 6-3](#))). Da ihre Wärmeisolierung durch Walspeck sichergestellt wird, ist die Bedeckung mit Öl für einen Schweinswal oder Seehund nicht so tödlich wie für einen Vogel.

Schweinswal

Es ist vergleichsweise wenig über die Auswirkung von Öl auf Wale (Wale, Delfine und Schweinswale) bekannt, doch basierend auf den wenigen Berichten über die Mortalität von Walen in Verbindung mit auslaufendem Öl wird angenommen, dass auslaufendes Öl nur eine kleine Anzahl an Walen betrifft. Mehrere Autoren vermuten, dass die größte Bedrohung durch das Einatmen verdunsteter flüchtiger toxische Stoffe aus dem Ölteppich auf der Meeresoberfläche entsteht, wenn die Tiere in der Mitte eines Ölteppichs zum Atmen an die Oberfläche auftauchen. Das Risiko ist in der Nähe des frisch ausgelaufenen Öls am größten, weil flüchtige giftige Dämpfe relativ schnell verdunsten und dispergieren. Wenn konzentrierte Dämpfe eingeatmet werden, können sich Schleimhautmembranen entzünden, Lungen verstopft werden und eine Lungenentzündung entstehen. Eingeatmete Öldämpfe können sich im Blut und Gewebe ansammeln und zu möglichen Leberschäden oder neurologischen Erkrankungen führen. Da Schweinswale Walspeck zur Wärmeisolierung nutzen, scheint ihre thermoregulatorische Fähigkeit durch den Kontakt mit Öl nicht ernsthaft beeinträchtigt zu werden (Helm et al. 2015).

Schweinswale in der zentralen Nordsee können im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs im Solsort-Feld betroffen sein. Da der Ölteppich während eines Bohrlochausbruchs jedoch in einem relativ schmalen Band in Strömungsrichtung transportiert wird und die Populationsdichte der Schweinswale relativ gering ist (0,01-8 Tiere/km²), ist wahrscheinlich nur ein winziger Teil der Schweinswalpopulation in der Nordsee betroffen. Es ist daher nicht wahrscheinlich, dass eine potenzielle Ölverschmutzung durch einen Bohrlochausbruch die Populationsgröße der Schweinswale in der Nordsee wesentlich beeinflussen wird.

Seehunde

Seehunde können auf verschiedene Weise durch direkten Kontakt mit Öl betroffen sein. Öl kann ihre Körperoberfläche ganz oder teilweise bedecken und sie können giftige Dämpfe aus Kohlenwasserstoffen einatmen und so Lungenschäden erleiden. Darüber hinaus können sie Öl direkt oder durch ölverschmutzte Beute verschlucken. Da Seehunde Walspeck zur Isolierung nutzen, scheint ihre thermoregulatorische Fähigkeit durch den Kontakt mit Öl nicht ernsthaft beeinträchtigt zu werden. Beobachtungen deuten jedoch darauf hin, dass einzelne Tiere so stark mit Öl bedeckt waren, dass sie nicht schwimmen konnten und demzufolge ertrunken sind. Darüber hinaus deuten Beobachtungen ebenfalls darauf hin, dass die Augen, die Mundhöhle, die Oberflächen der Atemwege und urogenitale Oberflächen besonders empfindlich auf den Kontakt mit Öl reagieren (Helm et al. 2015).

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	50 of 73

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Seehunde in der zentralen Nordsee betroffen sein können. Da der Ölteppich während eines Bohrlochausbruchs jedoch in einem relativ schmalen Band in Richtung der Strömung transportiert wird und Seehunde in der zentralen Nordsee relativ selten sind, ist wahrscheinlich nur ein winziger Teil der Seehunde betroffen. Es ist daher nicht wahrscheinlich, dass eine potenzielle Ölverschmutzung durch einen Bohrlochausbruch die Populationsgröße der Seehunde wesentlich beeinflussen wird.

6.1.7 Auswirkungen auf Fischeier und Larven durch die Freisetzung von Öl während eines Bohrlochausbruchs

Eier und Larven gelten als die empfindlichsten Lebensphasen im Hinblick auf akute Auswirkungen von ausgelaufenem Öl.

Die Norwegian Oil Industry Association hat 25 ppb als die Konzentration festgelegt, ab der Fischeier und Larven und andere empfindliche Meereslebensformen von Ölkomponenten betroffen sind. Eine von BP selbst durchgeführte Studie der Literatur deutete darauf hin, dass ein Ölgehalt von mehr als 500 ppb zu akuter Toxizität bei mehr als 50 % der Meereslebensformen in dem Gebiet führen wird (DONG Energy 2015).

[Abbildung 6-5](#) und [Abbildung 6-6](#) zeigen die simulierte Wahrscheinlichkeit, dass die Wassersäule in Gitterzellen von 10 x 10 km durch Konzentrationen von ≥ 25 ppb (obere Abbildung) und ≥ 500 ppb (untere Abbildung) während einer Oberflächenfreisetzung von Öl im Solsort-Feld im Sommer und Winter betroffen sein könnte.

Wie zu erkennen ist, besteht in einem Umkreis von 75 km um Solsort eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass Konzentrationen von mehr als 25 ppb angetroffen werden, die Fischeier und Larven schädigen können. Eier und/oder Larven von Kabeljau, Makrelen, Schollen, Heringen und Sandaalen, die in diesem Bereich anzutreffen sind, können daher von einem Bohrlochausbruch betroffen sein.

Es besteht nur eine geringe Wahrscheinlichkeit ($<1-5$ %), dass Larven in den wichtigen Aufwuchsgebieten für Larven von Kabeljau, Franzosendorsch, norwegischem Dorsch, Schellfisch und Sandaal in der produktiven hydrographischen Grenze des nordöstlichen Teils der Nordsee von einem Bohrlochausbruch betroffen sein werden.

Die Simulation ergab ein ähnliches Bild für die Freisetzung von Öl auf dem Meeresboden (DONG Energy 2015).

Es besteht bis heute kein Nachweis, dass irgendein Auslaufen von Öl in offenen Hochseegewässern die Größe der Fischpopulation beeinträchtigt hat, auch wenn Öl für Fischeier und Larven sehr toxisch ist. Mehrere Studien haben nachgewiesen, dass eine massive Vernichtung von Fischeiern und Larven in der Nähe von auslaufendem Öl stattfinden kann, ohne dass dies eine erkennbare Auswirkung auf Fischpopulationen hat. Das Ausbleiben einer Auswirkung auf nachfolgende Populationen nach einer massiven Vernichtung von Eiern und Larven ist möglicherweise dem Umstand geschuldet, dass die meisten Fischarten riesige Mengen an Eiern und Larven produzieren und die meisten Arten großflächige Laichgründe haben (ITOPF 2019, IPIECA 2000, Falk-Petersen & Kjørsvik 1987, Serigstad & Adoff 1985).

Es wird daher angenommen, dass ein Bohrlochausbruch trotz der erhöhten Mortalität von Fischeiern und Larven keine Auswirkung auf Fischbestände haben wird.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT-EPOO Bericht	Page:	51 of 73

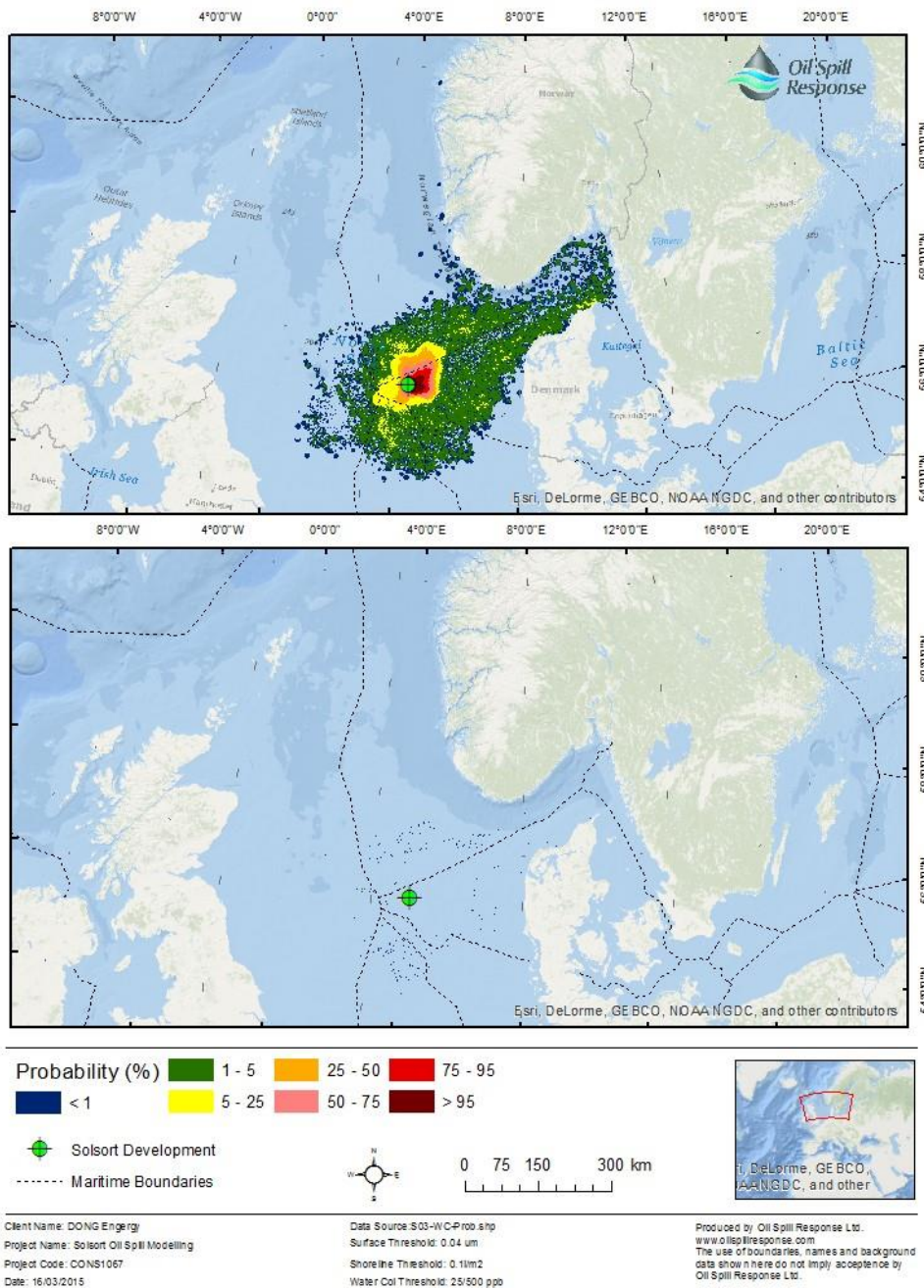


Abbildung 6-5 Kontamination der Wassersäule aufgrund von Oberflächenfreisetzung im Sommer (April-September) im Solsort-Feld. Wahrscheinlichkeit, dass Gitterzellen von 10 x 10 km durch Konzentrationen von ≥ 25 ppb (obere Abbildung) und ≥ 500 ppb (untere Abbildung) betroffen sein könnten. (aus DONG Energy 2015).

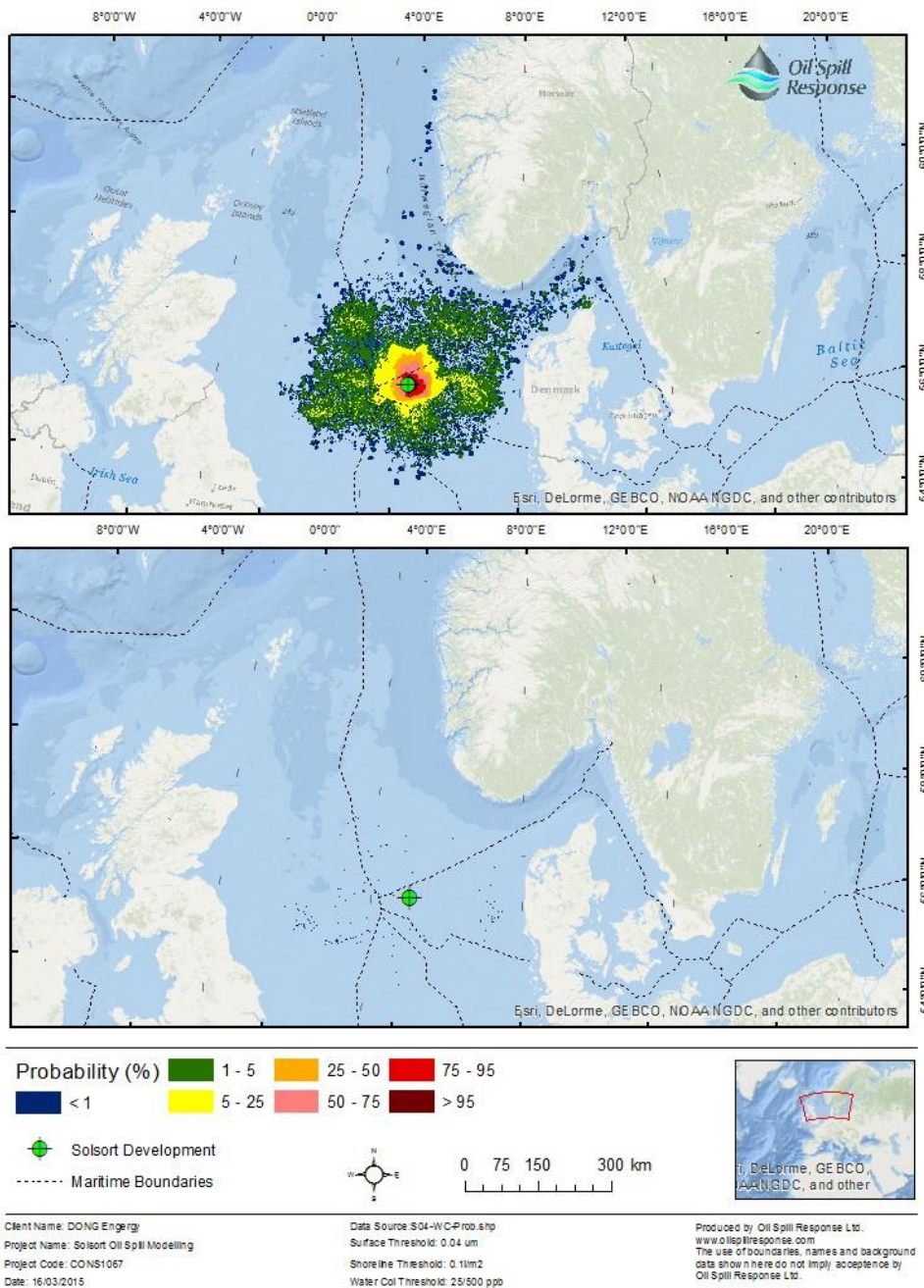


Abbildung 6-6 Kontamination der Wassersäule aufgrund von Oberflächenfreisetzung im Winter (Oktober-März) im Solsort-Feld. Wahrscheinlichkeit, dass Gitterzellen von 10 x 10 km durch Konzentrationen von ≥ 25 ppb (obere Abbildung) und ≥ 500 ppb (untere Abbildung) betroffen sein könnten. (aus DONG Energy 2015).

6.1.8 Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs angelandetem Öl

Küsten sind mehr als jeder andere Küstenumgebung von den Auswirkungen schwimmenden Öls betroffen. An Stränden angeschwemmtes Öl verursacht häufig Probleme, da es empfindliche Küstenhabitate und wichtige sozioökonomische Bedingungen beeinträchtigen kann. Darüber hinaus ist die Reinigung överschmutzter Strände kostenintensiv. Die Vulnerabilität von Küsten gegenüber auslaufendem Öl variiert erheblich je nach Art des Habitats und je nachdem, wie leicht sie nach einer Ölverschmutzung gereinigt werden können.

Die OSCAR-Modellierung hat gezeigt, dass im Fall eines Bohrlochausbruchs mit Oberflächenfreisetzung im Sommer Öl an Stränden entlang der Westküste von Vendsyssel und Thy und der Westseite von Harboøre Tange angeschwemmt werden kann. Darüber hinaus kann Öl an der Südküste Norwegens und einem sehr kleinen Bereich im nördlichen Teil der schwedischen Skagerrak-Küste angeschwemmt werden. Die

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	53 of 73

Wahrscheinlichkeit ist jedoch in den meisten Bereichen mit 1-5 % recht gering. In einigen Bereichen beträgt die Wahrscheinlichkeit 5-25 % und in Skagen 25-50 % ([Abbildung 6-8](#)). Der Grad der Ölverschmutzung wird entlang der dänischen Küste leicht bis moderat sein. Die Ölverschmutzung an der norwegischen Südküste und der schwedischen Küste wird größtenteils leicht sein ([Abbildung 6-9](#)).

Die dänischen Küstenteile, die von angeschwemmtem Öl betroffen sein können, sind allgemeine offene, leicht abfallende Sandstrände. Diese Art von Stränden ist nicht besonders vulnerabel gegenüber Öl, da sie ökologisch nicht sehr produktiv ist. Darüber hinaus dringt das Öl nicht direkt in den Sand ein, was die mechanische Beseitigung vereinfacht (IPIECA 1996). Da die Driftzeit von Solsort zur Küste 30 bis 60 Tage beträgt (DONG Energy 2015), wird das Öl größtenteils in Form von Teerklumpen angeschwemmt. Dies ist in [Abbildung 6-7](#) zu erkennen, die den zeitlichen Ablauf der Aufschlüsselung des Öls darstellt. Die flüchtigsten Komponenten sind verdunstet und die Emulgierung und Dispersion nach etwa einer Woche nahezu abgeschlossen, sodass nur die schwer abbaubaren Ölkomponenten übrigbleiben, die durch Einfluss der Wellen Teerklumpen bilden können. Teerklumpen lassen sich leichter von Sandstränden entfernen als weniger verwittertes Öl. Im Sommer angeschwemmtes Öl kann jedoch Badeurlauber am Strand stören.

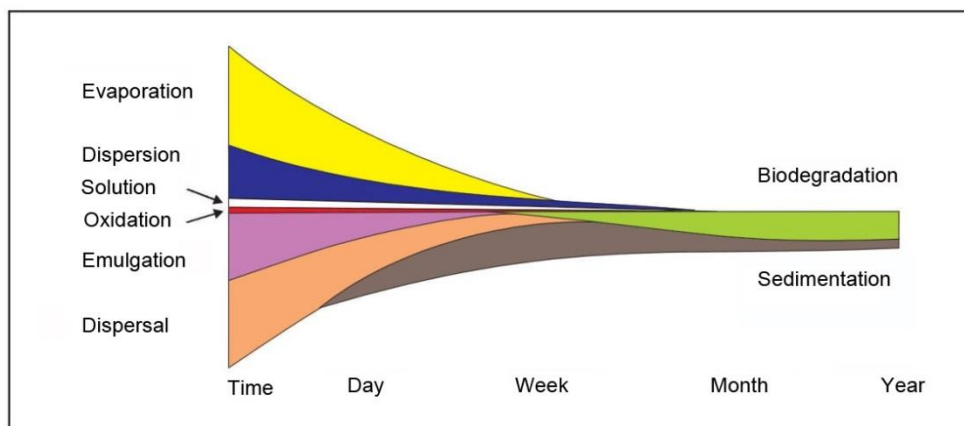


Abbildung 6-7 Übersicht der relativen Signifikanz der verschiedenen physikalischen und chemischen Prozesse, die ausgelaufenes Öl im Verlauf der Zeit betreffen (nach ITOPF 2002).

Die biologisch hochproduktiven Wattgebiete und Salzwiesen im Wattenmeer im südlichen Teil der dänischen Küste werden nicht betroffen sein.

Die norwegischen und schwedischen Küsten, die von Öl getroffen werden können, sind Felsenküsten, die empfindlicher auf Ölverschmutzungen reagieren als die sandigen dänischen Küsten. Mit einer Driftzeit von 30 bis mehr als 60 Tagen (DONG Energy 2015) wird das meiste Öl jedoch als Teerklumpen vorliegen, die erheblich weniger schädlich sind, da sie nicht mehr klebrig oder giftig sind.

Die allgemeine Wahrscheinlichkeit der Auswirkung eines ungeminderten Bohrlochausbruchs auf die Küste variiert zwischen 80 und 98 % für Freisetzungen im Winter und Sommer. Die Ölverschmutzung der Küste wird wahrscheinlich sehr leicht bis moderat sein gemäß der Definition der ITOPF-Richtlinien für die Ölverschmutzung von Küsten. Unter den ungünstigsten meteorologisch-ozeanografischen Bedingungen wird die schnellste Auswirkung auf die dänische Küste in 14 bis 19 Tagen auftreten. Die Auswirkung auf die Küste kann auch in Norwegen (nach 24-37 Tagen) und Schweden (nach 27-45 Tagen auftreten). Es wird keine Auswirkung auf die Küste des Vereinigten Königreichs, von Deutschland oder der Niederlande auftreten.

Im Fall eines Bohrlochausbruchs mit Oberflächenfreisetzung im Winter wird der Umfang der betroffenen Küsten erheblich geringer sein als bei einer Freisetzung im Sommer. Entlang der dänischen Küste kann nur der Abschnitt an der Westküste von Vendsyssel zwischen Hirtshals und Skagen von Öl getroffen werden. Darüber hinaus kann ein erheblich kleinerer Teil der norwegischen Küste betroffen sein und die schwedische Küste ist nicht betroffen. Der ungünstigste Fall einer massiven Freisetzung an der Küste während einer Oberflächenfreisetzung im Sommer (April-September) führt zu 3 MT an der Küste nach 21 Tagen und 120 MT nach 82 Tagen. Der ungünstigste Fall einer massiven Freisetzung führt zu 6 MT nach 21 Tagen und 30 MT nach 82

Tagen. Die Modellierung zeigt, dass das Risiko, der Umfang und der Grad der Ölverschmutzung der Küsten während einer Freisetzung von Öl vom Meeresboden mit der Oberflächenfreisetzung vergleichbar sind (DONG Energy 2015).

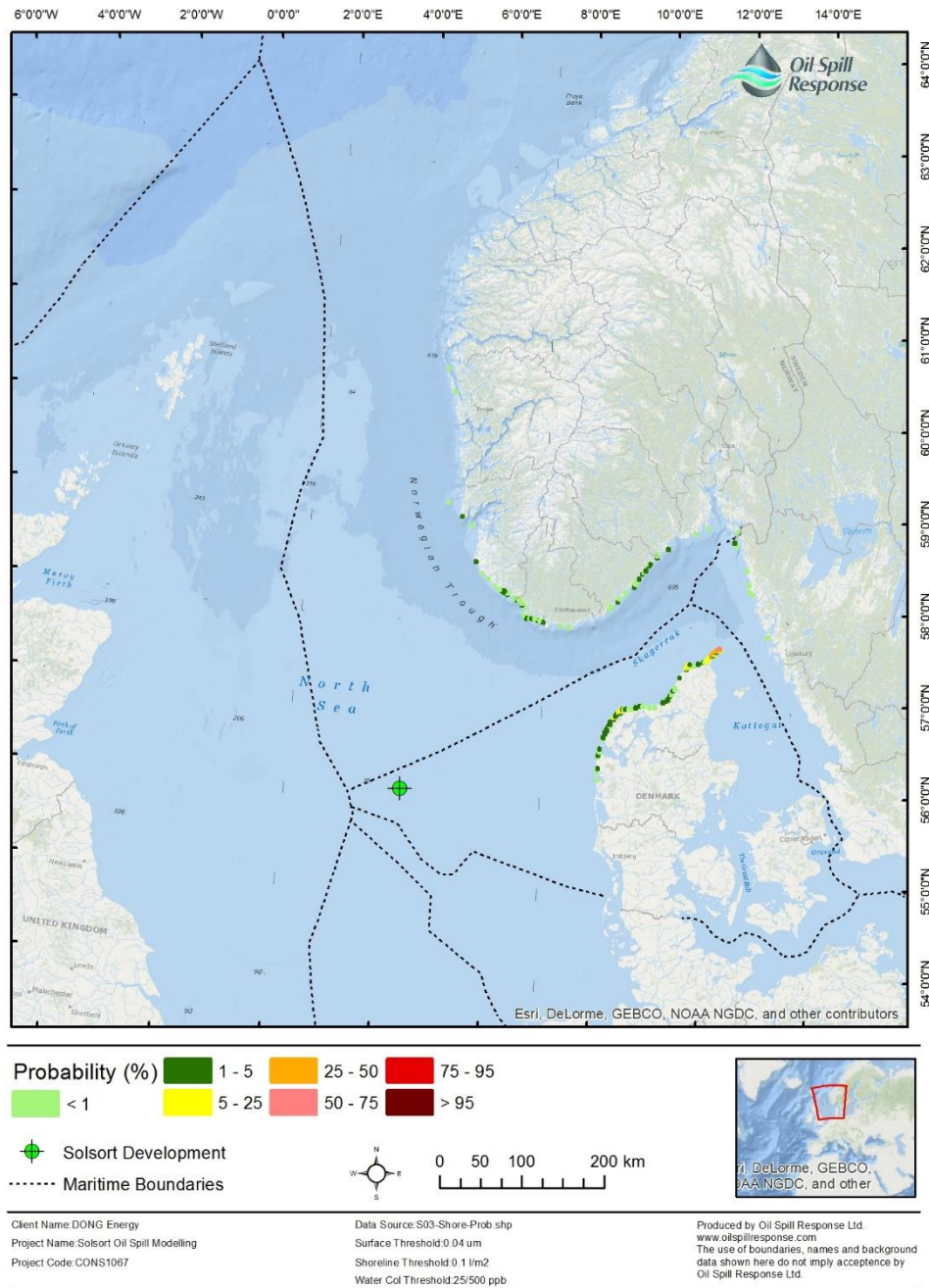


Abbildung 6-8 Verunreinigung der Küste durch den ungünstigsten Fall einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung im Sommer (April–September). Kombinierte Wahrscheinlichkeit von 142 Zugbahnen, dass Küstengitterzellen von 10 x 10 km von einer Ölfreisetzung im Solsort-Feld betroffen werden könnten. (aus DONG Energy 2015).

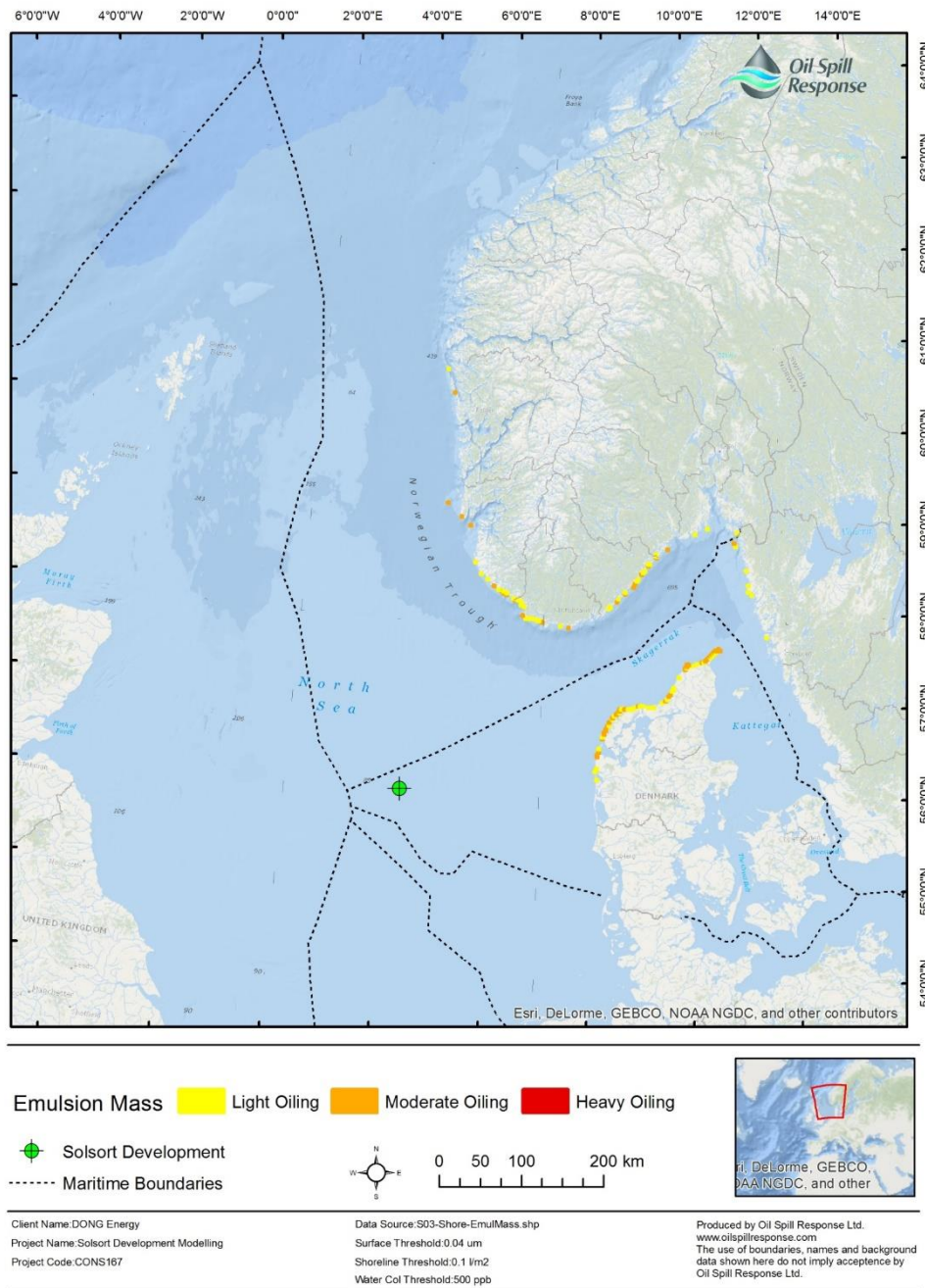


Abbildung 6-9 Kontamination der Küste aufgrund von Oberflächenfreisetzung im Sommer (April-September). Grad der Ölverschmutzung durch Ölfreisetzung im Solsort-Feld. (aus DONG Energy 2015).

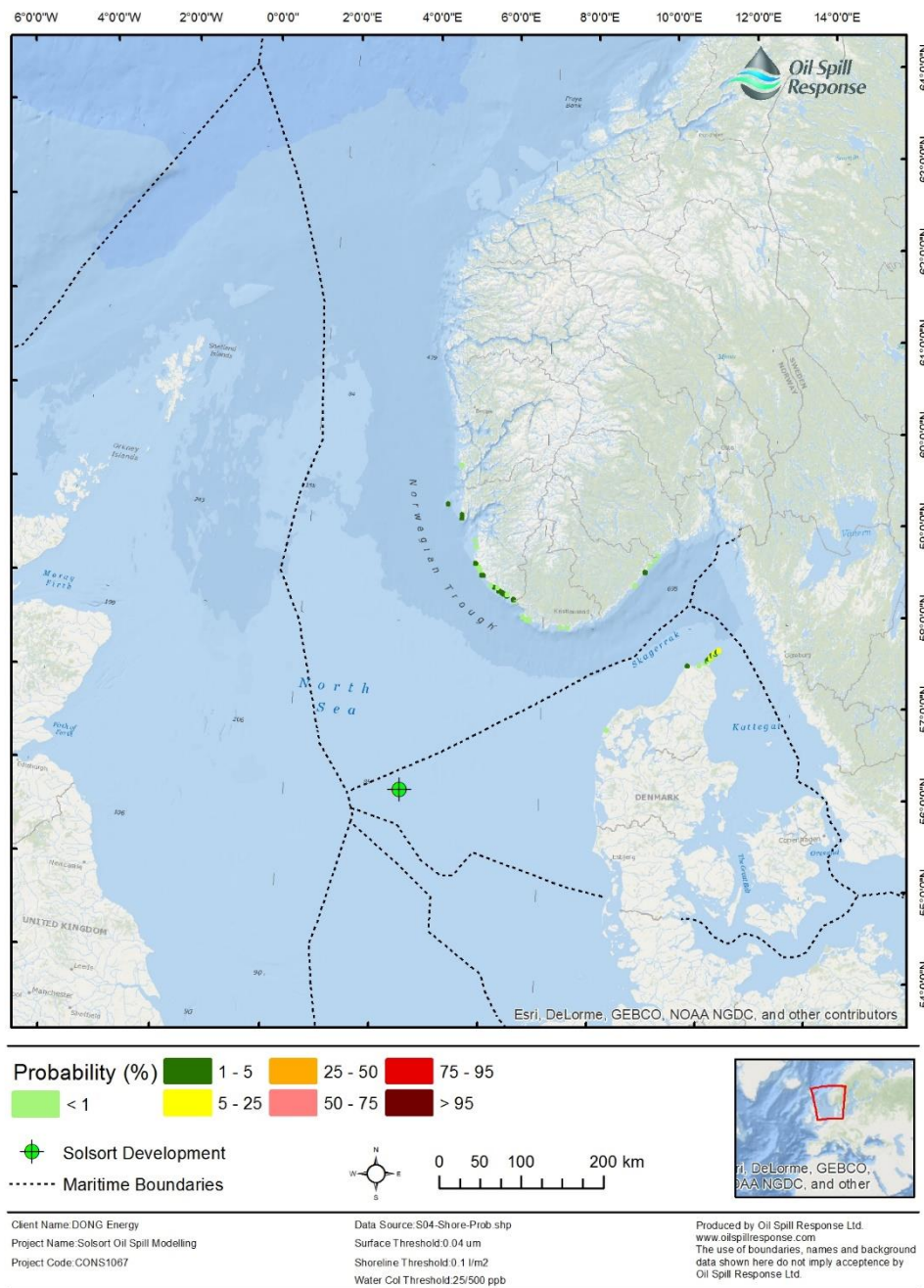


Abbildung 6-10 Kontamination der Küste aufgrund von Oberflächenfreisetzung im Winter (Oktober-März). Kombinierte Wahrscheinlichkeit von 142 Zugbahnen, dass Küstengitterzellen von 10 x 10 km von einer Ölfreisetzung im Solsort-Feld betroffen werden könnten. (aus DONG Energy 2015).

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT-EPOO Bericht	Page:	57 of 73

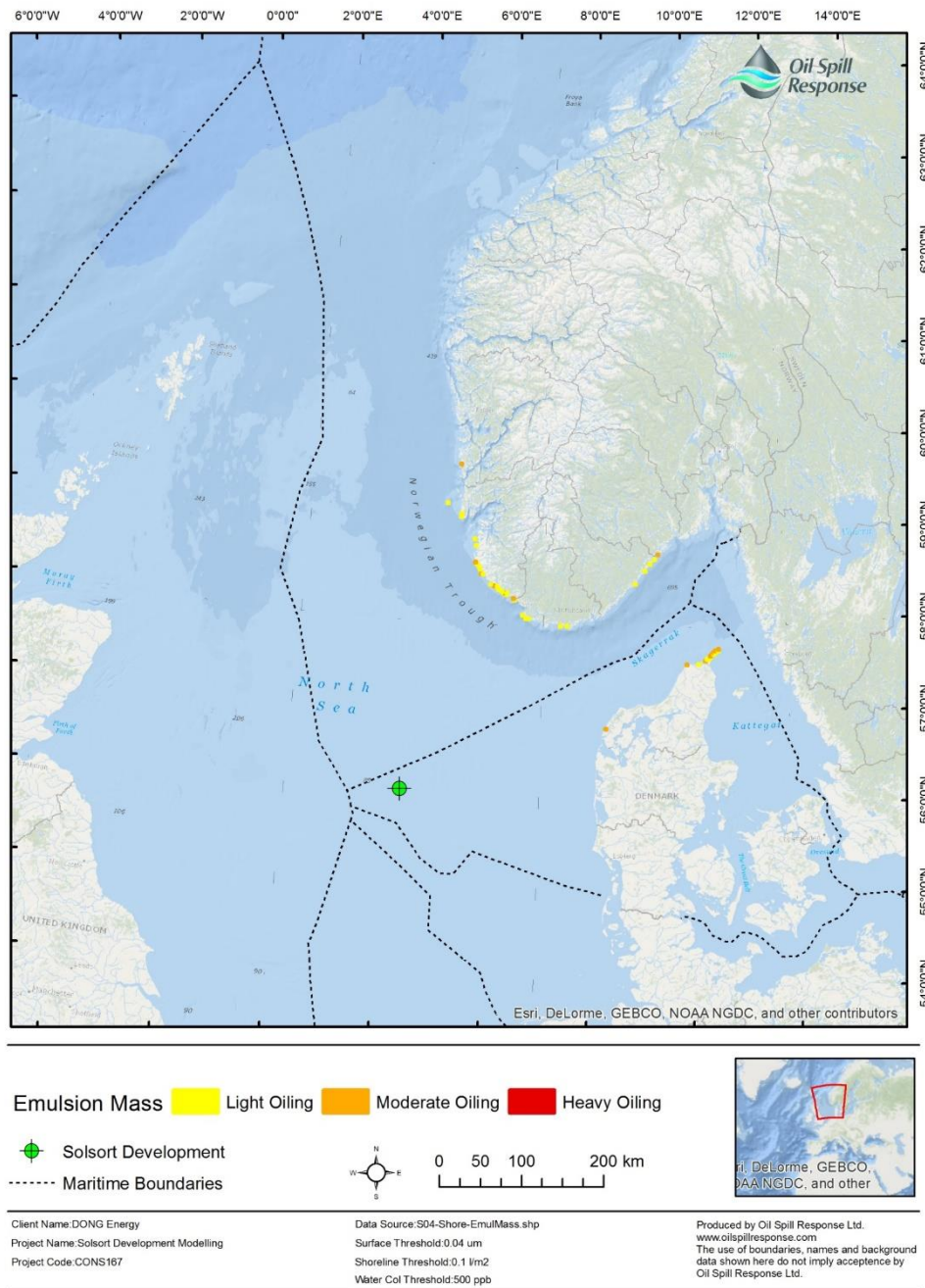


Abbildung 6-11 Kontamination der Küste aufgrund von Oberflächenfreisetzung im Winter (Oktober-März). Grad der Ölverschmutzung durch Ölfreisetzung im Solsort-Feld. (aus DONG Energy 2015).

Tabelle 6-4 Modellergebnisse. Kürzeste Zeit, bis das Öl die Küste verschiedener Länder erreicht. DONG Energy 2015.

Szenario	Beschreibung	Land	Kürzeste Zeit bis zum Erreichen der Küste	Dicke der Ölverschmutzung der Küste
Szenario 1	Freisetzung am Meeresboden (Sommer)	Dänemark	14 Tage und 1 Stunde	0,04-5,00 µm
		Schweden	27 Tage und 17 Stunden	0,04-5,00 µm
		Norwegen	33 Tage und 12 Stunden	0,04-5,00 µm
		Vereinigtes Königreich	Keine Ölverschmutzung der Küste	
		Niederlande	Keine Ölverschmutzung der Küste	
		Deutschland	Keine Ölverschmutzung der Küste	
Szenario 2	Freisetzung am Meeresboden (Winter)	Dänemark	13 Tage und 14 Stunden	0,04-5,00 µm
		Schweden	37 Tage und 12 Stunden	0,04-3 µm
		Norwegen	30 Tage	0,04-5,00 µm
		Vereinigtes Königreich	Keine Ölverschmutzung der Küste	
		Niederlande	Keine Ölverschmutzung der Küste	
		Deutschland	Keine Ölverschmutzung der Küste	
Szenario 3	Freisetzung an der Oberfläche (Sommer)	Dänemark	14 Tage und 18 Stunden	0,1 mm-10 mm (leicht bis moderat)
		Schweden	42 Tage und 7 Stunden	0,1 mm-10 mm (leicht bis moderat)
		Norwegen	36 Tage	0,1 mm-10 mm (leicht bis moderat)
		Vereinigtes Königreich	Keine Ölverschmutzung der Küste	
		Niederlande	Keine Ölverschmutzung der Küste	
		Deutschland	Keine Ölverschmutzung der Küste	
	Freisetzung an der Oberfläche (Winter)	Dänemark	19 Tage und 4 Stunden	0,1 mm-10 mm (leicht bis moderat)
		Schweden	45 Tage und 22 Stunden	0,1 mm-1,0 mm (leichte Ölverschmutzung)

Szenario 4		Norwegen	24 Tage und 21 Stunden	0,1 mm–10 mm (leicht bis moderat)
		Vereinigtes Königreich	Keine Ölverschmutzung der Küste	
		Niederlande	Keine Ölverschmutzung der Küste	
		Deutschland	Keine Ölverschmutzung der Küste	

6.1.9 Auswirkungen auf norwegische SVO

Die Simulation zeigt, dass norwegische SVO im Fall eines ungeminderten Bohrlochausbruchs von Öl betroffen sein können ([Abbildung 6-2](#)), d. h.:

- Es besteht eine Wahrscheinlichkeit von 5-25 %, dass das SVO „*Makrellfelt*“ - ein Laichgebiet für Makrelen zwischen Mai und Juli - von Öl getroffen wird. Die berechnete Driftzeit ab Solsort beträgt 30-60 Tage.
- Das Sandaalfeld im Süden kann ebenfalls getroffen werden (Wahrscheinlichkeit 50-75%, Driftzeit 3-7 Tage). Das Sandaalfeld im Süden ist Laich- und Futtersuchgebiet für Sandaale (*Ammodytes* sp.). Darüber hinaus ist das Sandaalfeld im Süden ein wertvolles Habitat für Trottellummen (*Uria aalge*) und den nordatlantischen Eissturmvogel (*Fulmaris glacialis*) zwischen April und Dezember. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Ölkonzentration in diesen Bereichen bei mehr als 25 ppb und damit über den für Fischeier und Larven schädlichen Konzentrationen liegt. Das Laichen in diesem Gebiet ist daher gefährdet. Gleichermaßen besteht ein Risiko, dass Vögel im südlichen Sandaalfeld verölen und getötet werden.

6.1.10 Auswirkungen auf deutsche, niederländische und britische Natura-2000-Gebiete süd-südöstlich von Solsort

Im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs werden die deutschen und niederländischen Natura-2000-Gebiete süd-südöstlich von Solsort wahrscheinlich von einem Auslaufen betroffen sein. Dies gilt insbesondere für das deutsche Gebiet (siehe [Tabelle 6-5](#)):

- Es besteht eine Wahrscheinlichkeit von 50-95 %, dass das Öl die deutsche *DE 1003301 Doggerbank* trifft, und die Driftzeit des Öls zu diesem Gebiet beträgt 1-7 Tage.
- Die niederländische *NL 2008-001 Doggerbank* kann getroffen werden. Die Wahrscheinlichkeit beträgt 1-75 % und die Driftzeit 3->60 Tage je nach Entfernung zu Solsort.

Das Modell zeigt, dass die UK SAC, *UK0030352 Doggerbank* wahrscheinlich nicht getroffen wird.

Tabelle 6-5 Ergebnisse der OSCAR-Öllecksimulation eines Auslaufens von Öl nach einem Bohrlochausbruch auf Solsort Wahrscheinlichkeiten, dass die deutschen und niederländischen Natura-2000-Standorte in der Nähe von Solsort von Öl getroffen werden und Driftzeit des Öls im Sommer und Winter für die Freisetzung auf dem Meeresboden und an der Oberfläche.

Art des Bohrlochausbruchs	Jahreszeit	Gebiet	Wahrscheinlichkeit, dass das Gebiet von Öl getroffen wird	Driftzeit ab dem Bohrlochausbruch zu dem Gebiet
Freisetzung am Meeresboden	Sommer	DE 1003301 Doggerbank	50-95 %	1-7 Tage
		NL 2008001 Doggerbank ¹⁾	1-75 %	3-30 Tage
	Winter	DE 1003301 Doggerbank	50-95 %	1-7 Tage
		NL 2008001 Doggerbank	1-50 %	3-60 Tage
Freisetzung an der Oberfläche	Sommer	DE 1003301 Doggerbank	50-95 %	1-7 Tage
		NL 2008001 Doggerbank	1-75 %	3-60 Tage
	Winter	DE 1003301 Doggerbank	50-95 %	1-7 Tage
		NL 2008001 Doggerbank	1-75 %	3 ->60 Tage

Die Grundlage für die Ausweisung der zwei Gebiete sind der Habitattyp 1110 *Sandbänke* und die Habitatspezies 1351 *Schweinswal*, 1365 *Seehund* und 1364 *Kegelrobbe*.

1.1.1.1 Auswirkungen auf Schweinswale

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Schweinswale in der zentralen Nordsee im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs im Solsort-Feld betroffen sein können. Da der Ölteppich während eines Bohrlochausbruchs jedoch in einem relativ schmalen Band in Strömungsrichtung transportiert wird und die Populationsdichte der Schweinswale relativ gering ist (0,01-8 Tiere/km² (siehe [Abbildung 6-12](#))), ist wahrscheinlich nur ein winziger Teil der Schweinswalpopulation in der Nordsee betroffen. Es ist daher nicht wahrscheinlich, dass eine potenzielle Ölverschmutzung durch einen Bohrlochausbruch die Populationsgröße der Schweinswale in der Nordsee wesentlich beeinflussen wird.

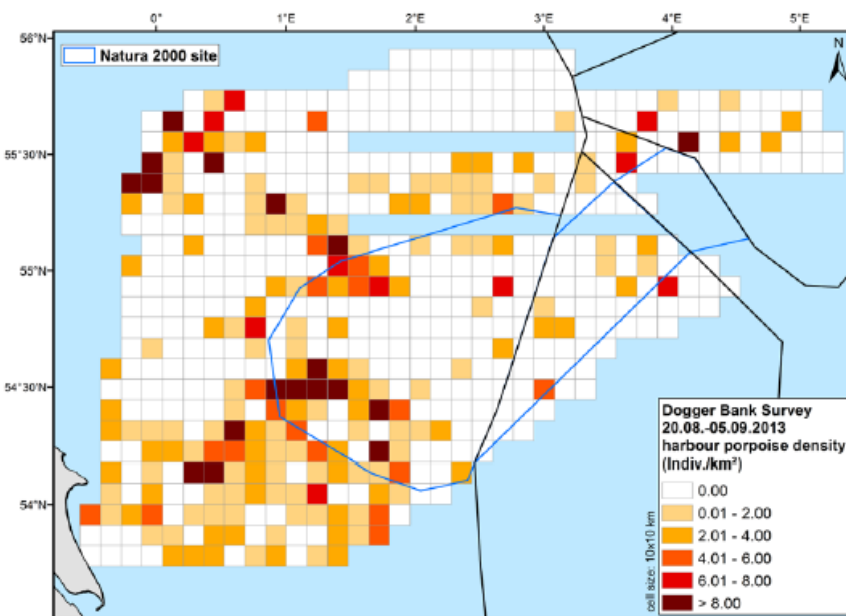
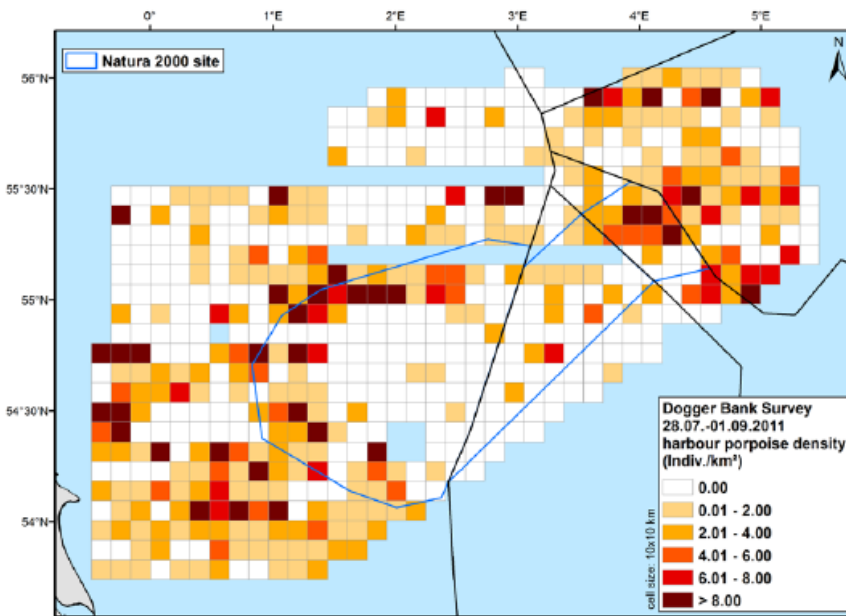


Abbildung 6-12 Räumliche Verteilung der Populationsdichte von Schweinswalen (Anzahl/km²) in der Doggerbank-Region im Jahr 2011 (oben) und 2013 (unten). Aus Geelhoed et al. 2014).

Auswirkungen auf Seehunde

Seehunde können auf verschiedene Weise durch direkten Kontakt mit Öl betroffen sein. Öl kann ihre Körperoberfläche ganz oder teilweise bedecken und sie können giftige Dämpfe aus Kohlenwasserstoffen einatmen und so Lungenschäden erleiden. Darüber hinaus können sie Öl direkt oder durch ölverschmutzte Beute verschlucken. Da Seehunde Walspeck zur Isolierung nutzen, scheint ihre thermoregulatorische Fähigkeit durch den Kontakt mit Öl nicht ernsthaft beeinträchtigt zu werden. Beobachtungen deuten jedoch darauf hin, dass einzelne Tiere so stark mit Öl bedeckt waren, dass sie nicht schwimmen konnten und demzufolge ertrunken sind. Darüber hinaus deuten Beobachtungen ebenfalls darauf hin, dass die Augen, die Mundhöhle, die Oberflächen der Atemwege und urogenitale Oberflächen besonders empfindlich auf den Kontakt mit Öl reagieren (Helm et al. 2015).

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	62 of 73

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Seehunde in den deutschen und niederländischen Natura-2000-Gebieten betroffen sein können. Da der Ölteppich während eines Bohrlochausbruchs jedoch in einem relativ schmalen Band in Richtung der Strömung transportiert wird und Seehunde in der zentralen Nordsee relativ selten sind, ist wahrscheinlich nur ein winziger Teil der Seehunde betroffen. Es ist daher unwahrscheinlich, dass eine potenzielle Ölverschmutzung durch einen Bohrlochausbruch die Populationsgröße der Seehunde wesentlich beeinflussen wird.

Auswirkungen auf den Habitattyp 1110 Sandbänke

Darüber hinaus kann ein Risiko der Sedimentierung von Öl auf dem Habitattyp 1110 *Sandbänke*, die durchgängig leicht von Wasser bedeckt sind, absetzen, insbesondere im deutschen Gebiet. Dies betrifft die benthische Fauna, die hauptsächlich aus Bathyporeia-Fabulina (Amphipod-Teilina) mit dem Schalentier *Bathyporeia elegans* und den Borstenwürmern *Spiophanes bombyx* und *Spio decorata* als charakterisierenden Spezies besteht.

Auswirkungen auf dänische Natura-2000-Gebiete

Im Fall eines Bohrlochausbruchs sind neun dänische Natura-2000-Gebiete östlich und nordöstlich von Solsort einem Risiko einer mehr oder weniger großen Ölverschmutzung in Abhängigkeit von der Entfernung des Bohrlochausbruchs und der Position relativ zu Achse der vorherrschenden Driftrichtung des Ölfilms ausgesetzt.

Die verschiedenen Standorte können im Hinblick auf ihr Risiko, von dem Öl getroffen zu werden, und die Driftzeit wie folgt gruppiert werden ([Tabelle 6-6](#)):

- DK00VA257 *Lille Fiskebanke* und DK00VA259 *Gule Rev* liegen Solsort in der vorherrschenden Driftrichtung des Ölfilms am nächsten. Es besteht ein relativ hohes Risiko, dass diese Standorte von Öl getroffen werden, d. h. eine Wahrscheinlichkeit von 50-75 % im Sommer und eine Driftzeit von 7-21 Tagen.
- DK00VA258 *Store Revund* DK00FX112 *Skagens Gren* und *Skagerrak* sind in der vorherrschenden Driftrichtung des Ölfilms weiter von Solsort entfernt. Das Risiko, von Öl getroffen zu werden, ist daher im Vergleich zu *Lille fiskebanke* und *Gule rev* geringer (d. h. 25-50 % im Sommer). Die Driftzeit zu diesen Gebieten beträgt 7-21 Tage bzw. 7-30 Tage.
- DK00VA301 *Lønstrup Rødgrund* liegt außerhalb der Achse der vorherrschenden Driftrichtung in relativ großer Entfernung zu Solsort. Das Risiko, dass dieser Bereich von Öl getroffen wird, beträgt daher weniger als 5-25 % im Sommer und die Driftzeit beträgt 21-30 Tage.
- DK00VA348 *Thyborøn stenvolde*, DK00EX023 *Agger Tange*, DK00VA340 *Sandbanker ud for Thyborøn* und DK00VA340 *Sydlig Nordsø* liegen am Rand der vorherrschenden Driftrichtung des Ölfilms. Die Wahrscheinlichkeit, von Öl getroffen zu werden, ist mit 1-5 % gering und die Driftzeit beträgt 30-60 Tage.

Die Wahrscheinlichkeit, von Öl getroffen zu werden, ist für alle Standorte im Winter etwas geringer.

Tabelle 6-6 Ergebnisse der OSCAR-Öllecksimulation nach einem Bohrlochausbruch auf Solsort Wahrscheinlichkeiten, dass die dänischen Natura-2000-Standorte in der Nähe von Solsort von Öl getroffen werden, und Driftzeit des Öls im Sommer und Winter für die Freisetzung auf dem Meeresboden. Die Oberflächenfreisetzung ist im Hinblick auf die Wahrscheinlichkeit und die Driftzeit identisch.

Jahreszeit	Gebiet	Wahrscheinlichkeit, dass das Gebiet von Öl getroffen wird	Driftzeit ab dem Bohrlochausbruch zu dem Gebiet
Sommer	DK00VA257 <i>Lille Fiskebanke</i>	50-75 %	7-21 Tage
	DK00VA259 <i>Gule Rev</i>	50-75 %	7-21 Tage
	DK00VA258 <i>Store Rev</i>	25-50 %	7-21 Tage
	DK00FX112 <i>Ska-gens Gren og Ska-gerrak</i>	25-50 %	7-30 Tage
	DK00VA301 <i>Lønstrup Rødgrund</i>	5-25 %	21-30 Tage
	DK00VA348 <i>Thyb-orøn Stenvolde</i>	1-5 %	30-60 Tage
	DK00EX023 <i>Agger Tange</i>	1-5 %	30-60 Tage
	DK00VA340 <i>Sand-banker ud for Thyb-orøn</i>	1-5 %	30-60 Tage
	DK00VA347 <i>Sydlig Nordsø</i>	1-5 %	30-60 Tage
Winter	DK00VA257 <i>Lille Fiskebanke</i>	25-50 %	7-21 Tage
	DK00VA259 <i>Gule rev</i>	25-50 %	7-21 Tage
	DK00VA258 <i>Store Rev</i>	5-25 %	7-21 Tage
	DK00FX112 <i>Ska-gens Gren og Ska-gerrak</i>	1-25 %	21-30 Tage
	DK00VA301 <i>Lønstrup Rødgrund</i>	1-5 %	21-30 Tage
	DK00VA348 <i>Thyb-orøn stenvolde</i>	1-5 %	30-60 Tage
	DK00VA347 <i>Sydlig Nordsø</i>	1-5 %	>60 Tage
	DK00EX023 <i>Agger Tange</i>	Nicht betroffen	
	DK00VA340 <i>Sand-banker ud for Thyb-orøn</i>	Nicht betroffen	

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	64 of 73

Die Grundlagen für die Ausweisung dieser Natura-2000-Gebiete sind in [Tabelle 6-7](#) aufgelistet. Die Tabelle bietet außerdem einen Überblick über die Beurteilungen der Auswirkungen auf die Habitatarten und Habitatspezies in den Gebieten. Diese Beurteilung wird im folgenden Abschnitt begründet.

Tabelle 6-7 Habitats und Spezies, die die Grundlage für die Ausweisung der dänischen Natura-2000-Gebiete nordöstlich von Solsort bilden, die von auslaufendem Öl im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs auf Solsort betroffen sein können. Anmerkung: Nur die von dem auslaufenden Öl betroffenen Habitats und Spezies sind angegeben.

Natura-2000-Gebiet	Grundlage der Ausweisung
<i>UK0030352 Doggerbank</i>	1110 Sandbänke 1351 Schweinswal 1365 Seehund 1364 Kegelrobbe
<i>NL 2008 -001 Doggerbank</i>	1110 Sandbänke 1351 Schweinswal 1365 Seehund 1364 Kegelrobbe
<i>DE 1003-301 Doggerbank</i>	1110 Sandbänke 1351 Schweinswal 1365 Seehund 1364 Kegelrobbe
<i>DK00VA348 Thyborøn stenvolde</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal
<i>DK00VA257 Jyske Rev, Lillefiskebanke</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal
<i>DK00VA340 Sandbanker ud for Thyborøn</i>	1110 Sandbänke, die durchgehend leicht von Wasser bedeckt sind 1351 Schweinswal
<i>DK00VA259 Gule rev</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal
<i>DK00VA301 Lønstrup rødgrund</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal
<i>DK00VA258 Store rev</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal
<i>DK00FX112 Skagens Gren og Skagerrak</i>	1110 Sandbänke, die durchgehend leicht von Wasser bedeckt sind 1180 Durch austretende Gase entstandene Unterwasserstrukturen 1351 Schweinswal 1365 Seehund
<i>DK00EX023 Agger Tange</i>	19 verschiedene Spezies von Meeresvögeln einschließlich Spezies von Seeschwalben, Enten und Watvögeln.
<i>DK00VA347 Sydlige Nordsø</i>	1110 Sandbänke, die durchgehend leicht von Wasser bedeckt sind 1351 Schweinswal 1365 Seehund 1364 Kegelrobbe Stern-Taucher, Prachttaucher und Zwergmöwe

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	65 of 73

Auswirkungen auf Meeressäuger

Schweinswale und Seehunde sind ebenfalls eine Grundlage für die Ausweisung der meisten potenziell betroffenen Natura-2000-Gebiete. Wie oben beschrieben, können die Auswirkungen auf Schweinswale hauptsächlich durch giftige Dämpfe aus dem Ölteppich auf der Oberfläche verursacht werden.

Das Öl wird bei Eintreffen in allen potenziell betroffenen Natura-2000-Gebieten eine Woche oder mehr gedriftet sein ([Tabelle 6-8](#)). Die giftigen Dämpfe werden innerhalb einer Woche verdunstet sein (siehe [Abbildung 6-7](#)). Es wird daher angenommen, dass das Risiko schädlicher Auswirkungen eines Bohrlochausbruchs auf Schweinswale in den Natura-2000-Gebieten vernachlässigbar ist.

Auswirkungen auf Meeresbodenhabitate

Die Grundlage der Ausweisung aller Standorte mit Ausnahme von DK00EX023 *Agger Tange* beinhaltet ein Meeresbodenhabitat (entweder 1170 Riff oder 1110 Sandbänke). Die Driftzeit zu DK00VA *Lille Fiskebanke*, DK00VA259 *Gule Rev*, DK00VA *Store rev* und DK00FX112 *Skagens Gren* und *Skagerrak* beträgt 7-30 Tage ([Tabelle 6-6](#)).

Die Sedimentierung des Öls erreicht ihren Höhepunkt nach einer Driftzeit von einer Woche (siehe [Abbildung 6-7](#)). Demzufolge kann ein Risiko bestehen, dass Meeresbodenhabitate in diesen Gebieten von abgesetztem Öl betroffen sind.

Die Wahrscheinlichkeit, dass Öl in andere Gebiete eindringt, ist gering, d. h. 1-5 % (5-25 % bei DK00VA301 *Lønstrup Rødgrund*). Darüber hinaus beträgt die Driftzeit zu diesen Standorten 1-2 Monate ([Tabelle 6-6](#)). Zu diesem Zeitpunkt ist die Sedimentierung relativ gering ([Abbildung 6-7](#)). Es wird daher angenommen, dass das Risiko schädlicher Auswirkungen eines Bohrlochausbruchs auf Meeresbodenhabitate in diesen Gebieten vernachlässigbar ist.

Auswirkungen auf Vögel

Die Grundlage für die Ausweisung von DK00EX023 *Agger Tange* und DK00VA347 *Sydlig Nordsø* beinhaltet Meeresevögel.

Meeresevögel sind sehr anfällig für auslaufendes Öl, da sie häufig in Kontakt mit der Wasseroberfläche geraten, und die Exposition gegenüber anhaftendem Öl zerstört die Auftriebsfähigkeit und die isolierenden Eigenschaften des Gefieders. Mit Öl bedeckte Meeresevögel sterben normalerweise an Unterkühlung oder Hunger oder sie ertrinken. Dies gefährdet hauptsächlich Meeresevögel, die sich über einen längeren Zeitraum auf der Meeresoberfläche aufhalten, kann aber auch alle anderen Arten von Meeresevögeln betreffen.

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Ölfilm in diese beiden Gebiete gelangt, ist jedoch gering (1-5 %) und die simulierte Driftzeit beträgt 1-2 Monate ([Abbildung 6-2](#) Ergebnis einer stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs im Solsort-Feld im Sommer (April-September) (links) und Winter (Oktober-März) (rechts). Die Abbildungen zeigen die jahreszeitliche Auflösung der Ankunftszeiten (seit Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km. ([Abbildung 6-2](#)). Bis zu diesem Zeitpunkt wird das meiste Öl die Form von Teerklumpen annehmen, die erheblich weniger schädlich als frisches Öl sind, da sie nicht länger klebrig oder giftig sind.

Zusammenfassung der Auswirkungen auf dänische Natura-2000-Gebiete

In der nachstehenden [Tabelle 6-8](#) wird eine Zusammenfassung der Auswirkungen auf die dänischen Natura-2000-Gebiete sowie der Lebensräume und Arten, die die Grundlage für die Ausweisung bilden, dargestellt

Tabelle 6-8 Beurteilung der Auswirkung auf Habitats und Spezies, die die Grundlage für die Ausweisung der dänischen Natura-2000-Gebiete bilden, die von auslaufendem Öl im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs auf Solsort betroffen sein können.

Natura-2000-Gebiet	Grundlage der Ausweisung	Beurteilung der Auswirkungen eines Bohrlochausbruchs auf Solsort
DK00VA257 <i>Lille Fiskebanke</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal	<ul style="list-style-type: none"> > Ein gewisses Risiko von Auswirkungen auf das Riff > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Schweinswale (siehe Text oben)
DK00VA259 <i>Gule rev</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal	<ul style="list-style-type: none"> > Ein gewisses Risiko von Auswirkungen auf das Riff > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Schweinswale (siehe Text oben)
DK00VA258 <i>Store rev</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal	<ul style="list-style-type: none"> > Ein gewisses Risiko von Auswirkungen auf das Riff > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Schweinswale (siehe Text oben)
DK00FX112 <i>Skagens Gren og Skagerrak</i>	1110 Sandbänke, die durchgehend leicht von Wasser bedeckt sind 1180 Durch austretende Gase entstandene Unterwasserstrukturen 1351 Schweinswal 1365 Seehund	<ul style="list-style-type: none"> > Ein gewisses Risiko von Auswirkungen auf Sandbänke und Unterwasserstrukturen > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Schweinswale und Seehunde (siehe Text oben)
DK00VA301 <i>Lønstrup Rødgrund</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal	<ul style="list-style-type: none"> > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf das Riff > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Schweinswale (siehe Text oben)
DK00VA348 <i>Thyborøn Stenvolde</i>	1170 Riff 1351 Schweinswal	<ul style="list-style-type: none"> > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf das Riff > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Schweinswale (siehe Text oben)
DK00EX023 <i>Agger Tange</i>	19 verschiedene Spezies von Meerestvögeln einschließlich Spezies von Seeschwalben, Enten und Watvögeln.	<ul style="list-style-type: none"> > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Vögel (siehe Text oben)
DK00VA340 <i>Sandbanker ud for Thyborøn</i>	1110 Sandbänke, die durchgehend leicht von Wasser bedeckt sind 1351 Schweinswal	<ul style="list-style-type: none"> > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Sandbänke > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Schweinswale (siehe Text oben)

Natura-2000-Gebiet	Grundlage der Ausweisung	Beurteilung der Auswirkungen eines Bohrlochausbruchs auf Solsort
DK00VA347 <i>Sydlig Nordsø</i>	1110 Sandbänke, die durchgehend leicht von Wasser bedeckt sind 1351 Schweinswal 1365 Seehund 1364 Kegelrobbe Stern-Taucher und Zwergmöwe	<ul style="list-style-type: none"> > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Sandbänke > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Schweinswale, Seehunde und Kegelrobben (siehe Text oben) > Vernachlässigbares Risiko schädlicher Auswirkungen auf Vögel (siehe Text oben)

Fazit

Es wird festgestellt, dass die Bohrungen im Abschnitt Solsort West keine negative Auswirkung auf den Erhaltungsstatus der Habitats und Spezies, für die potenziell betroffene Natura-2000-Gebiete ausgewiesen wurden, sowie auf die in Anhang IV der EU-Habitatrichtlinie (Richtlinie 98/43/EWG vom 21. Mai 1992) aufgeführten Spezies haben werden. Darüber hinaus wird das Projekt die Unversehrtheit der Gebiete nicht beeinträchtigen.

Die Schlussfolgerung basiert auf den folgenden Argumenten:

- Das Risiko eines Bohrlochausbruchs ist extrem gering, da alle Sicherheitssysteme und -maßnahmen auf der Plattform und dem Bohrgestell vorhanden sind.
- Der Ölteppich wird in einem relativ schmalen Band in Richtung der Oberflächenströmung transportiert.
- Der Notfallmaßnahmenplan für auslaufendes Öl des Betreibers von Süd Arne wird aktiviert und das Auslaufen des Öls wird bekämpft, sodass die Ausbreitung des Öls reduziert wird und die Auswirkungen des Auslaufens gemindert werden.

6.2 Umweltauswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Gas

Im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs auf Solsort kann Gas aus der geologischen Formation entweichen.

Der Umfang der Umweltauswirkungen von entwichenem Gas ist grundsätzlich nicht mit der Auswirkung des Öls bei einem Bohrlochausbruch vergleichbar. Die Gasmasse steigt in Blasen an die Oberfläche und entweicht in einem relativ kleinen Bereich um die Plattform in die Atmosphäre ohne im Wasser in der gleichen Weise wie Öl zu dispergieren. Andererseits haben Feld- und Laboruntersuchungen gezeigt, dass in unmittelbarer Nähe der Plattform schwerwiegende Umweltauswirkungen beobachtet werden können. Die Untersuchungen haben eindeutig nachgewiesen, dass schwerwiegende Schäden und ein Massensterben von Zooplankton, benthischer Fauna und Fischen innerhalb des kleinen von dem Gas betroffenen Bereichs auftreten könnten ([Tabelle 6-9](#)).

Auch wenn ein Gas-Bohrlochausbruch kleinere Umweltauswirkungen als Öl-Bohrlochausbrüche hat, kann Gas ein ernsthaftes Sicherheitsrisiko für das Personal auf dem Gerüst, der Plattform und den Schiffen darstellen. Wenn sich das Gas entzündet und Brände oder Explosionen verursacht, werden Anlagen und Geräte zerstört, und wenn das Personal nicht rechtzeitig evakuiert wird, kann es zu schweren oder tödlichen Verletzungen kommen. Das Risiko ist jedoch in Anbetracht der bestehenden Notfallmaßnahmen einschließlich der Evakuierung des Personals von der Plattform gering.

Tabelle 6-9 Feld- und Laborstudien zu den Auswirkungen von Methangas auf die Meeresumgebung.

Studie	Beobachtungen	Bezugsdokumente
Feldstudie in Verbindung mit einem Gas-Bohrlochausbruch an Bohrgerüsten in der Azov-See im Sommer/Herbst 1982 und 1985	<p>95 % des entwichenen Gases war Methangas. Die Methankonzentration in der Umgebung des Bohrschachts betrug 4-6 mg/l. Die Konzentration hatte sich in einer Entfernung von 200 m zu dem Bohrschacht auf 0,07-1,4 mg/l reduziert.</p> <p>In Bereichen mit hoher Methankonzentration nahm die Biomasse von Benthos ab. Darüber hinaus wurde ein gewisser Rückgang der Zooplankton-Biomasse in der Umgebung des betroffenen Bohrschachts festgestellt.</p> <p>Fische in der Nähe des Bohrschachts entwickelten eindeutig erhebliche Vergiftungssymptome wie etwa beeinträchtigte Bewegungskoordination, geschwächter Muskeltonus, Erkrankungen der Organe und des Gewebes, beschädigte Zellmembranen, Blutbildungsstörungen, Veränderungen der Proteinsynthese, dramatisch erhöhte gesamte Peroxidase-Aktivität und einige weitere typische Anomalien bei akuten Vergiftungen von Fischen.</p>	<p>Glabryvod 1983 AzNIRKH 1986</p>
Laboruntersuchungen der Auswirkungen von Erdgas auf Fische	Fische vermieden eindeutig Konzentrationen von gelöstem Gas von 0,1-0,5 mg/l	Sokolov and Vinogradov 1991
Laboruntersuchungen der akuten Toxizität von Erdgas bei Fischen und Zooplankton	<p>48h LC₅₀ für Fische = 1-3 mg/l 96h LC₅₀ für Zooplankton = 5,5 mg/l</p>	Umorin et al 1991
Laboruntersuchungen der akuten Toxizität von Erdgas bei Zooplankton, benthischer Fauna und Fischbrut	96h LC ₅₀ bei Zooplankton, benthischer Fauna und Fischbrut = 0,6-1,8 mg/l	Borisov et al 1995
Laboruntersuchungen der Auswirkungen von Erdgas auf Fische	Eine Exposition gegenüber 1 mg/l und mehr induzierte Vergiftungssymptome (eingeschränkte Bewegungskoordination, beeinträchtigte Sauerstoffaufnahme, Desorientierung). Tödliche Auswirkungen traten nach zwei Tagen ein.	Patin 1993

6.3 Umweltauswirkungen eines unbeabsichtigten Auslaufens von Chemikalien

Das Risiko eines unbeabsichtigten Auslaufens von Chemikalien auf Solsort wird als gering angesehen, da das SA-WHPN von der Plattform aus kontrolliert wird, die auch (in einem geschlossenen Rohrleitungssystem) die Bohrungen im Abschnitt Solsort West mit den notwendigen Chemikalien für die Produktion versorgen wird. Es erfolgt daher weder ein Transport noch eine Handhabung wesentlicher Mengen von Chemikalien auf SA-WHPN. Hydrauliköl wird in einem geschlossenen System für das Bohrkopf-Steuerpult und betätigte Ventile verwendet. Da es sich um ein geschlossenes System handelt, erfolgen keine Einleitungen in das Meer.

6.4 Notfallmaßnahmenplan gegen auslaufendes Öl

INEOS Oil & Gas Denmark hat eine rechtlich bindende Kooperationsvereinbarung mit Total E&P Denmark zur gegenseitigen Unterstützung im Fall eines Ölauslaufens aus den Produktionsanlagen eines der Betreiber geschlossen (INEOS Oil & Gas Denmark 2019). Diese Vereinbarung stellt sicher, dass vier containerisierte

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	69 of 73

Ölschnellsammelsysteme von DESMI für die Eindämmung und Aufnahme des ausgelaufenen Öls je nach Größenordnung der ausgelaufenen Menge zur Verfügung stehen. Im Fall eines Bohrlochausbruchs werden weitere Ressourcen von Oil Spill Response Ltd (OSRL) bereitgestellt.

In Dänemark besteht die bevorzugte Maßnahmenstrategie in der Eindämmung und dem Bergen des ausgelaufenen Öls. Dispersionsmittel kann vorbehaltlich der Genehmigung von DEPA (offiziell) gesprüht werden. Einzelheiten zu der spezifischen für die bevorzugte Maßnahmenstrategie (mechanische Eindämmung und Bergung) verfügbaren Ausrüstung für die dreistufigen Maßnahmen sind in [Tabelle 6-10](#) beschrieben.

INEOS wird intern eine Aktualisierung der Studie der Effektivität und Leistungsfähigkeit der Leckageausrüstung durchführen. Die Ergebnisse dieser Studie werden zur Bewertung der Kapazität und der Ausrüstung genutzt und in die Aktualisierung des Notfallmaßnahmenplans für auslaufendes Öl einfließen. Der Plan wird den Behörden mitgeteilt werden. Der Notfallmaßnahmenplan gegen auslaufendes Öl wird entsprechend den Bohr- und Überholungsarbeiten aktualisiert.

Der Zeitraum, in dem das Risiko einer Ölaufaufens am höchsten ist, ist während der Bohrung des Reservoir-Bohrabschnitt und der niedrige Abschluss mit einer Dauer von 30 bis 40 Tagen pro Bohrloch. INEOS wird prüfen, ob ein Strike Kit auf der Jack-up-Gerüst für eine frühzeitige Mobilisierung oder an Land, das zur Bekämpfung von Ölaufauf verschifft werden soll, Teil des spezifischen Notfallmaßnahmenplans für Bohrungen sein sollte.

Die Mobilisierung im Rahmen des Szenarios der Stufe 1 erfolgt in 80 % der Fälle innerhalb von 3 Stunden. Die Mobilisierung für das Szenario der Stufe 2 erfolgt innerhalb von 16 Stunden und für die Offshore-Eindämmung des auslaufenden Öls bei einem Szenario der Stufe 3 innerhalb von 21 Stunden.

Tabelle 6-10 Eigenschaften von Stufe 1, Stufe 2 und Stufe 3 der Ölleckage und verfügbare Ressourcen zur Bekämpfung der drei Arten von Leckage (INEOS Oil & Gas Denmark 2019)

Stufe	Eigenschaften der Ölleckage	Ressourcen für jede Stufe
Stufe 1	<p>Ölleckagen der Stufe 1 sind wahrscheinlich klein. Die Leckage kann mit den vorab bereitgestellten Schiffsressourcen von INEOS Oil & Gas Denmark durch Kontakt zu INEOS Oil & Gas Denmark gehandhabt werden. Eigenschaften einer Ölleckage der Stufe 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Das Öl läuft in unmittelbarer Nähe des Standorts aus > Geringfügige Umweltauswirkung > Die Leckage kann problemlos mit den am Standort verfügbaren Ölleckage-Bekämpfungsressourcen gehandhabt werden > Die Leckagequelle wurde gesichert 	<p>Ein containerisiertes DESMI Speed-Sweep-1500-System. Mit integriertem Ro-Skim 1500 Ölaufsauger, angeschlossen an ein DOP-250-Pumpensystem mit einer Kapazität von 100-125 m³/Stunde. Das Sweep-System wird mit einem DESMI Ro-Kite 1500 betrieben, was den Betrieb des Systems durch ein Schiff ermöglicht. Das System wird dauerhaft auf der <i>Esvagt Innovator</i> - dem Plattformversorgungsschiff für die Syd-Arne-Anlage - gelagert und ist für den unmittelbaren Einsatz bereit. Flüssigkeitslagerkapazität der <i>Esvagt Innovator</i> für geborgenes Öl: 1200 m³. Betrieben durch INEOS Oil & Gas Denmark.</p>
Stufe 2	<p>Ein Zwischenfall, bei dem Bekämpfungsressourcen der Stufe 2 von Total, DK und Unterstützung erforderlich sind, um die Leckage einzudämmen. Eigenschaften einer Ölleckage der Stufe 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Auslaufen über die unmittelbare Umgebung des Standorts hinaus 	<p>Ein containerisiertes DESMI Speed-Sweep-1500-System mit integriertem Ölaufsauger (wie für Stufe 1 beschrieben). Das System wird dauerhaft auf dem Plattformversorgungsschiff <i>Maersk Tracker</i> von Total für dänische Offshore-Anlagen von Total E&P DK gelagert und ist für den unmittelbaren Einsatz bereit. Flüssigkeitslagerkapazität</p>

Stufe	Eigenschaften der Ölleckage	Ressourcen für jede Stufe
	<ul style="list-style-type: none"> > Die Ressourcen der Stufe 1 sind überfordert, zusätzliche Bekämpfungsressourcen werden benötigt > Potenzielle Auswirkung auf empfindliche Gebiete und/oder Populationen > Die Leckagequelle kann nicht unmittelbar gesichert werden 	<p>der <i>Maersk Tracker</i> für geborgenes Öl: 750 m³</p> <p>Ein containerisiertes DESMI Speed-Sweep-1500-System mit integriertem Ölaufsauger (wie für Stufe 1 beschrieben). Das System wird auf der Total E&P Offshore-Anlage <i>Maersk Guardian</i> gelagert - im Fall einer Mobilisierung ist das System innerhalb von 8 Stunden auf einem ihrer Versorgungsschiffe (Typ Havila) einsatzbereit. Gesamte Offshore-Flüssigkeitslagerkapazität von 750 m³.</p> <p>Ein containerisiertes DESMI Speed-Sweep-1500-System mit integriertem Ölaufsauger (wie für Stufe 1 beschrieben). Das System wird onshore im Hafen von Esbjerg gelagert und steht für den Einsatz auf einem verfügbaren Schiff bereit. Der Zeitrahmen hierfür wird von der Verfügbarkeit und dem Standort des Schiffs abhängen (schätzungsweise 24 Stunden).</p> <p>Alle drei Systeme sind Eigentum von Total E&P DK und werden von diesem Unternehmen betrieben.</p> <p>Ausrüstung der Stufe 1 von INEOS Oil & Gas Denmark ist ebenfalls verfügbar.</p>
Stufe 3	<p>Ein Zwischenfall, bei dem Unterstützung durch internationale (Oil Spill Response Ltd (OSRL)) und nationale Ressourcen erforderlich ist. Eigenschaften einer Ölleckage der Stufe 3:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Unkontrollierter Bohrlochausbruch/Verlust der Kontrolle über Bohrloch/HPHT-Bohrlochzwischenfälle/Verlust des gesamten Lagervolumens > Das ausgelaufene Öl hat internationale Meeresgrenzen überschritten > Ressourcen der Stufen 1 und 2 sind überfordert und internationale Ressourcen der Stufe 3 (z. B. OSRL) müssen mobilisiert werden > Risiko erheblicher Auswirkungen auf empfindliche Gebiete und/oder lokale Populationen 	<p>Ausrüstung der Stufen 1 und 2 verfügbar.</p> <p>INEOS Oil & Gas Denmark ist ein Associated Member von OSRL und hat unmittelbaren Zugang zu Oil Spill Response Ltd (OSRL) sowie zu technischer Beratung, Ressourcen und Expertise der Stufe 3 rund um die Uhr an 365 Tagen pro Jahr. OSRL liefert im Fall einer Ölleckage der Stufe 3 weitere Ausrüstung. INEOS Oil & Gas Denmark kann bis zu 50 % des weltweiten Ausrüstungsbestands mobilisieren. Im Fall mehrerer Leckagen kann INEOS Oil & Gas Denmark 50 % des verbleibenden Bestands mobilisieren. Der nächstgelegene Ausrüstungsbestand ist in Southampton im Vereinigten Königreich gelagert.</p>

6.5 Risikobeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens

Basierend auf den in Kapitel 4 beschriebenen Kriterien wird geschätzt, dass die Umweltrisiken in Verbindung mit unbeabsichtigtem Auslaufen während des Baus und Betriebs der Solsort-WHP-Plattform **gering** bis **vernachlässigbar** sind ([Tabelle 6-11](#)).

Tabelle 6-11 Umweltrisiko des unbeabsichtigten Auslaufens während des Baus und des Betriebs der Solsort-WHP-Plattform.

Auswirkung	Umfang der Auswirkung	Dauer der Auswirkung	Größenordnung der Auswirkung	Schweregrad der Auswirkung	Wahrscheinlichkeit der Auswirkung	Umweltrisiko
Auswirkungen des Ölaustritts während des Bohrlochausbruchs	International	Mittelfristig	Groß	Wesentliche Auswirkung	Sehr gering	Geringes Risiko
Auswirkungen des Gasaustritts während des Bohrlochausbruchs	Lokal	Kurzfristig	Groß	Moderate Auswirkung	Sehr gering	Vernachlässigbares Risiko
Auswirkungen eines unbeabsichtigten Auslaufens von Chemikalien	Lokal	Kurzfristig	Gering	Unwesentliche Auswirkung	Gering	Vernachlässigbares Risiko

7 Schlussfolgerung

Die meisten Umweltauswirkungen aus dem Hejre-Erschließungsprojekt sind lokal oder auf dänische Gewässer beschränkt. In dem EIA-Bericht wurde geschätzt, dass diese Auswirkungen nur einen unwesentlichen oder geringen Einfluss auf die Umwelt haben. Es wird geschätzt, dass Unterwassergeräusche eine moderate aber kurzfristige Auswirkung haben und auf dänische Gewässer begrenzt sind.

Die Umweltauswirkung eines unbeabsichtigten Austretens von Öl, Gas und Chemikalien und insbesondere eines unkontrollierten Bohrlochausbruchs während des Bohrens eines Bohrschachts oder der normalen Produktion kann jedoch grenzüberschreitende Auswirkungen haben. Diese wurden in Abschnitt 6 oben beurteilt. Die Hauptschlussfolgerungen sind nachfolgend zusammengefasst.

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	72 of 73

8 Bezugsdokumente

AzNIIRKH (1986). Refereret i Patin S. Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html.

Borisov et al (1995) Verweisung in Patin S. Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html.

DONG Energy 2015. Oil Spill Modelling Report: Solsort Development, Denmark. Erstellt durch Oil Spill Response Limited für DONG E&P A/S. Dokumentennummer: CONS 1067 R01. Herausgegeben am 17. März 2015

Falk-Petersen I.B & E. Kjørsvik (1987). Acute toxicity tests of the effects of oils and dispersants on marine fish embryos and larvae-A review. Sarsia.

French-McCay D. (2009) State-of-the-art and research needs for oil spill impact assessment modeling. Proceedings of the 32nd AMOP Technical Seminar on Environmental Contamination and Response.

Geelhoed S.C.V., Janninhoff N, Lagerveld S., Lehnert L.S., Verdaat Wageningen H.J.P. (2017) Marine mammal surveys in Dutch North Sea waters in 2017. University & Research Report C030/18

Glabrybvod (1983). Verweisung in Patin S. Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html.

Helm R.C., D.P. Costa, T.D. DeBruyn, T.J. O`Shea, R.S. Wells and T.M. Williams (2015). Kapitel 18 Overview of effects of oil spills on marine mammals. In Handbook of Oil Spill Science and Technology. Erste Ausgabe Herausgegeben von Merv Fingas 2015 John Wiley & Sons. Inc. Verlegt 2015 von John Wiley & Sons Inc.

Hess Denmark Aps (2021). OSPAR report on discharges, spills and emissions from South Arne in 2020, vom 26. Februar 2021.

INEOS Oil & Gas Denmark (2019). Oil Spill Contingency Plan for INEOS Oil & Gas Denmark offshore operations in the Danish Sector.

IPIECA (2000). Biological impacts of oil pollution. Sedimentary shores. IPIECA Report Series Volume 9.

ITOPF (2002). Fate of Marine Oil Spills. Technical Information Paper No. 2 2002.

ITOPF (2019). Handbook 2019/20.

Patin (1993). Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html.

Serigstad B & G.R. Adoff (1985). Effects of oil exposure on oxygen consumption of cod eggs and larvae. Marine Environmental Research 17: 266 – 268.

Skov H., J. Dürinck, M.F. Leopolds & M.L.Tasker (1995). Important Bird Areas in the North Sea--BirdLife International Cambridge.

Skov H., J. Dürinck, M.F. Leopolds & M.L.Tasker (2007) A quantitative method for evaluating the importance of marine areas for conservation of birds. Science Direct

INEOS	Doc no.:	SOST-COWI-S-RA-00003-DE	Rev. No.:	0
COWI	Doc. Title:	Solsort West Lobe SELECT–ESPOO Bericht	Page:	73 of 73

Sokolov and Vinogradov (1991). Verweisung in Patin S. Gas impact on fish and other marine organisms. In Environmental impact of the offshore oil and gas industry. www.offshore-environment.com/gasimpact.html.

Umeron et al (1991) Gas impact on marine organisms. [Gas impact on fish and other marine organisms](#).