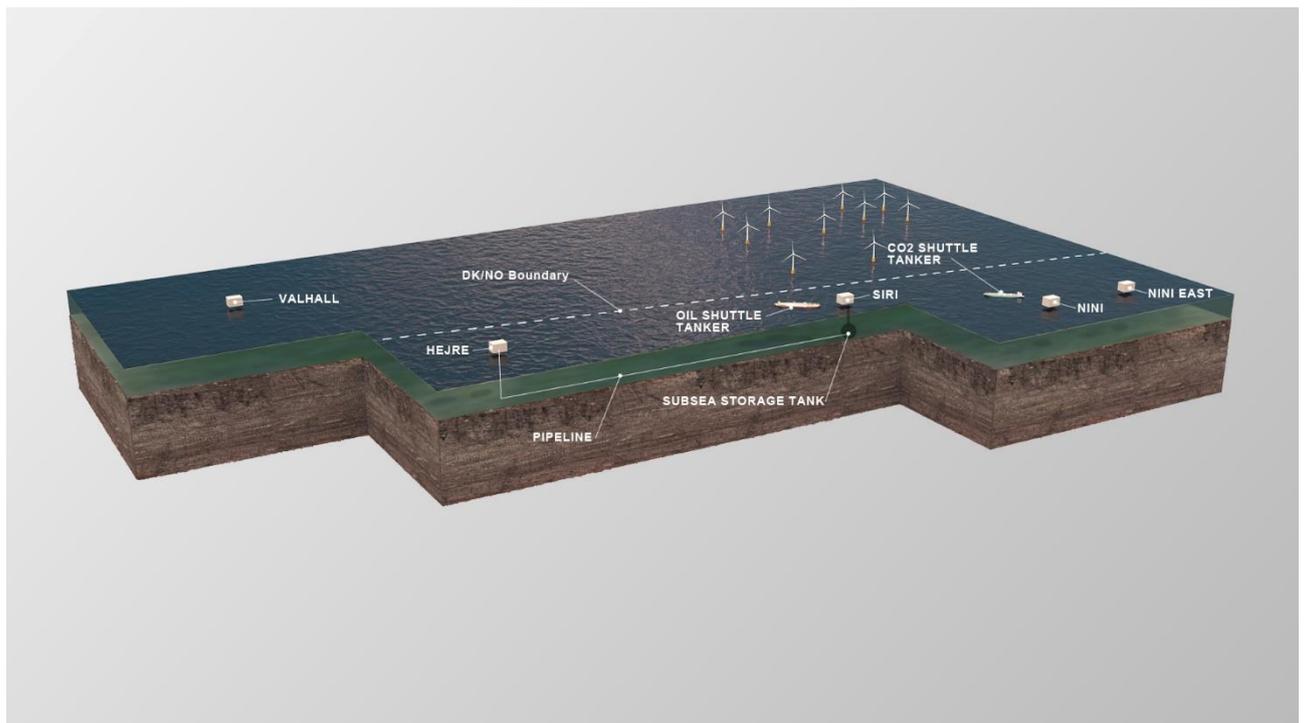


INEOS

Januar 2021

HEJRE-LIZENZ, NORDSEE – DÄNEMARK ESPOO-BERICHT



Wir weisen darauf hin, dass es sich bei dem abgebildeten Offshore-Windpark und dem CO2-Shuttle-Tanker, die Teil eines Siri-CCS-Projekts sind, um nicht genehmigte potenzielle zukünftige Projekte handelt, die derzeit von den betreffenden Industriekonsortien evaluiert werden

INHALT

1	Einleitung	5
1.1	Leseanleitung	5
1.2	Projekthintergrund	5
1.3	Das Hejre-Feld	6
2	Rechtliches Rahmenwerk und Espoo-Konsultationsprozess	9
2.1	Die Espoo-Konvention und der Espoo-Konsultationsprozess	9
2.2	Weitere nationale und internationale rechtliche Anforderungen	12
2.3	Nationales Genehmigungsverfahren in Dänemark	17
3	Technische Projektbeschreibung	19
3.1	Projektübersicht	19
3.2	Fertigstellung, Bau und Installation	22
3.3	Produktionsphase	33
3.4	Wartung während des Betriebs	37
3.5	Außerbetriebnahmephase	38
4	Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen	41
4.1	Methodologie	41
5	Analyse potenzieller grenzüberschreitender Auswirkungen	47
6	Umweltbeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens von Öl und Chemikalien	50
6.1	Umweltauswirkungen einer Ölfreisetzung durch einen Bohrlochausbruch	50
6.2	Umweltauswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Gas	63
6.3	Umweltauswirkungen von Rohrleitungsbrüchen	65
6.4	Notfallmaßnahmenplan gegen auslaufendes Öl	70
6.5	Risikobeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens	72
7	Schlussfolgerung	73
8	Bezugsdokumente	74

1 Einleitung

1.1 Leseanleitung

Dieser Bericht enthält die im Rahmen des Hejre-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, Deutschland, den Niederlanden und des Vereinigten Königreichs betreffen.

Die Kapitel 2-3 enthalten relevante Hintergrundinformationen zu dem Hejre-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 Projekthintergrund

INEOS Oil & Gas plant, das Öl- und Gasfeld Hejre im dänischen Sektor der Nordsee zu erschließen und zu betreiben. INEOS Oil & Gas Denmark hat das vorherige eigenständige Erschließungskonzept durch ein gebündeltes Konzept ersetzt: Das „Hejre zu Siri“-Konzept.

Das ursprüngliche Hejre-Konzept („Hejre Legacy“) wurde von der dänischen Energiebehörde (Danish Energy Agency (DEA)) nach dem Abschluss eines EIA-Prozesses (DONG E&P A/S 2011) genehmigt. Die Stahlgründung (Jacket) der Plattform und das Deck zum Vorbohren der Bohrlochmündung wurden 2014 installiert. Die Bohrarbeiten wurden 2016 abgeschlossen und derzeit stehen 3 HPHT-Bohrschächte vorbehaltlich der Perforation und nach dem Säubern zur Produktion bereit. Der Fertigungsauftrag für die Topside wurde jedoch ebenso wie weitere Ergänzungsbohrungen weiterer Bohrschächte 2016 beendet.

Das gebündelte Hejre- und Siri-Erschließungskonzept umfasst eine bemannte Topside mit Mannschaftsquartieren und eine mehrstufige Anbindung an die Siri-Hauptplattform einschließlich der relevanten Infrastruktur.

INEOS Oil & Gas Denmark hat beschlossen, das Hejre-Feld mit dem oben erwähnten Konzept zu erschließen. Da das Hejre-zu-Siri-Konzept mit den aktuellen Genehmigungen nicht haltbar ist, wird ein Nachtrag zu dem vorherigen Hejre Legacy EIA (DONG E&P A/S 2011) benötigt. Der EIA-Nachtragsbericht beurteilt daher die Umweltauswirkung neuer und/oder geänderter Elemente.

Der vorliegende Espoo-Bericht basiert auf den Erkenntnissen und Schlussfolgerungen des EIA-Nachtragsberichts und einer aktualisierten Ölverschmutzungsanalyse.

1.3 Das Hejre-Feld

Das Hejre-Feld liegt innerhalb der Lizenzen 5/98 und 1/06 im dänischen Sektor der Nordsee etwa 300 km vor der dänischen Westküste. Die Lizenzen decken eine Gesamtfläche von ungefähr 114 km² ab.

Das Hejre-Feld umfasst mehrere durch Verwerfungen begrenzte große Segmente. Innerhalb des Hejre-Hauptfelds wurden drei der Hauptsegmente durch Erkundungs-/Begutachtungs- und Erschließungsbohrschächte perforiert und die Ressourcen gelten als nachgewiesen. Bisher wurden 7 Bohrschächte und 2 Nebenschächte gebohrt.

Die Wassertiefe im Bereich des Hejre-Felds beträgt etwa 68 m. Das Feld ist ein Hochdruck-Hochtemperatur-Ölfeld (HP/HT), das Erdgaskondensat und das damit verbundene Gas enthält. Die Position der Plattform beträgt 6.234.174,9 mN, 559.510,8 mE (UTM-Referenzzone 31 am ED50 Datum).

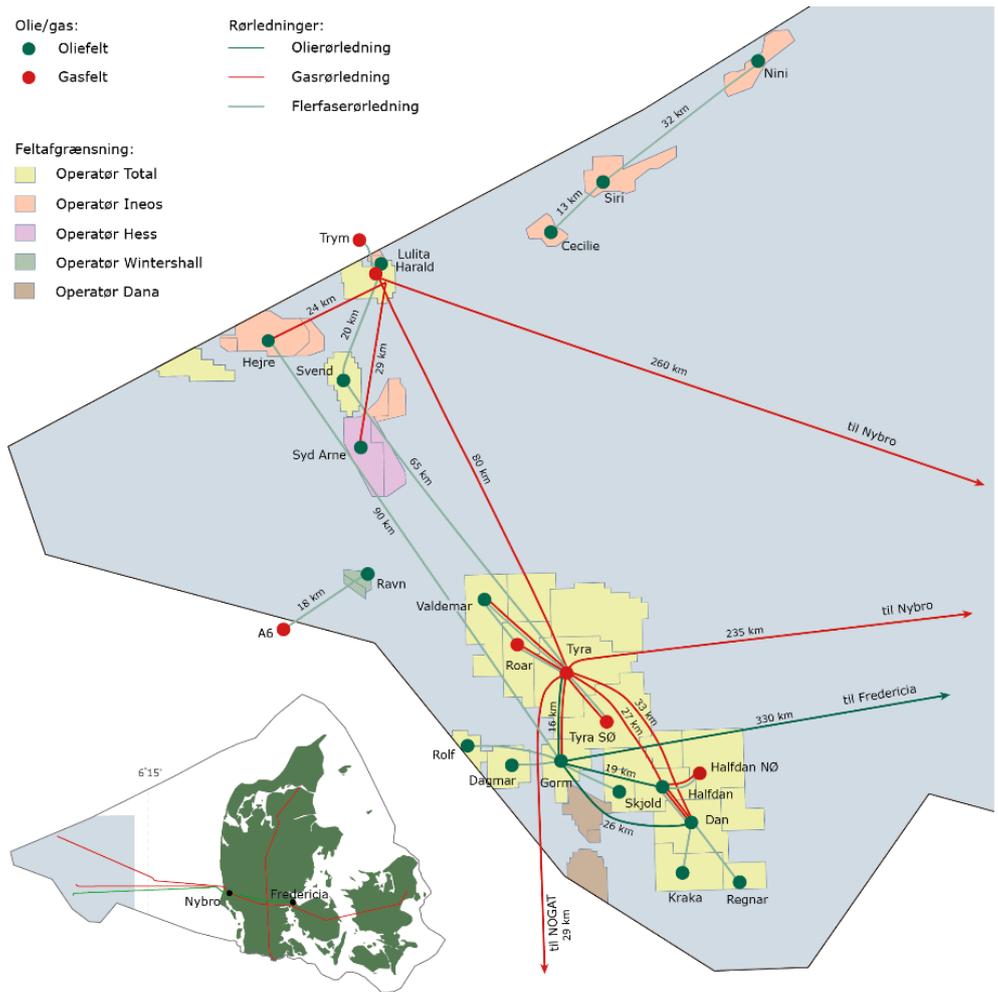


Abbildung 1-1 Lage des Hejre-Felds einschließlich Gasanlagen und Infrastruktur im dänischen Sektor der Nordsee.

1.3.1 Das „Hejre zu Siri“-Konzept

Das „Hejre-zu-Siri“-Erschließungskonzept umfasst eine Topside, die in der Lage ist, einen mehrstufigen Fluss an Siri (Hauptsystem) mit einer minimalen Wassermenge zu senden. Die Hauptprozessanlagen auf der Hejre-Plattform umfassen Kühl-, Abscheider- und Wasseraufbereitungsanlagen. Die Struktur und die Anordnung sind an die bestehende Jacket-Struktur und das Vorbohrungsmodul angepasst.

Das Konzept basiert auf der größtmöglichen Verwendung der bestehenden Infrastruktur und der verfügbaren Kapazität auf Siri. Die mehrstufige Produktion von Hejre wird über die bestehende Gasexport-Rohrleitung von Hejre zum South Arne Harald WYE und von hier über eine neu zu verlegende Rohrleitung zu Siri transportiert.

Nach der Verarbeitung auf Siri wird das Öl über die auf der Siri-Plattform vorhandene Infrastruktur exportiert. Das stabile Öl wird vorübergehend in dem Unterwasser-Speichertank der Plattform gelagert und von Öltankern über das Single Anchor Loading System (SAL) entnommen. Das Gas wird durch die neue

Export- Rohrleitung zu Tyra East und mit Verbindung zum NOGAT-System exportiert. Abbildung 1-2 zeigt eine vereinfachte Übersicht des Konzepts.

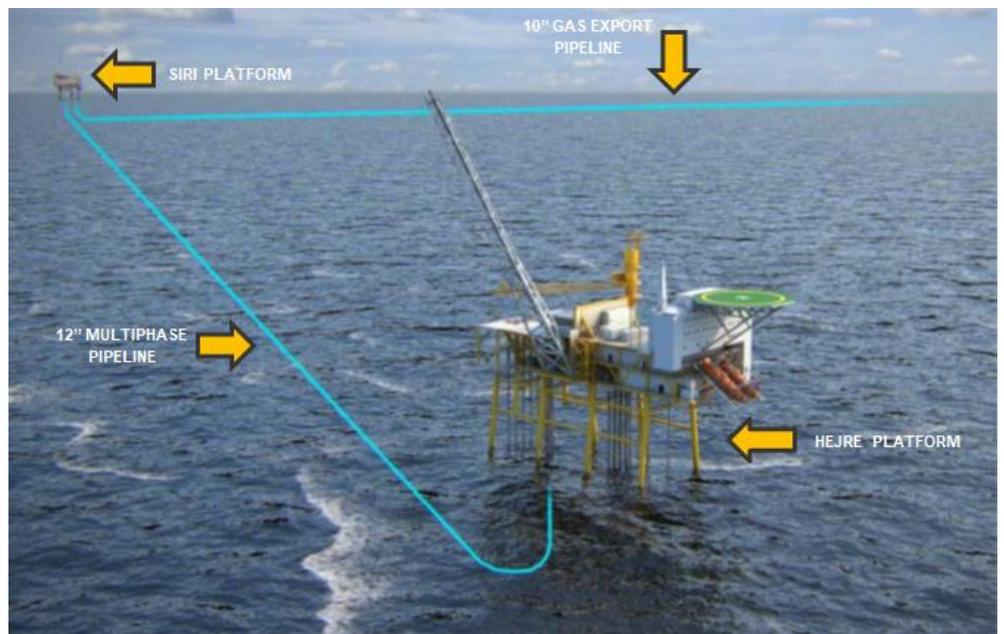


Abbildung 1-2 Übersicht des Konzepts für das „Hejre-zu-Siri“-Erschließungskonzept.

2 Rechtliches Rahmenwerk und Espoo-Konsultationsprozess

Ein Erschließungsprojekt wie das Hejre-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 Hejre-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 Vertragspartei(en) der Konvention, die einer grenzüberschreitenden Auswirkung geplanter Aktivitäten ausgesetzt sein kann/können. Dänemark ist in Verbindung

mit dem Hejre-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 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 zugrundeliegenden 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 Hejre-Erschließungsprojekt berücksichtigt 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 8. Juni 2020, als die dänische EPA als Espoo-Ansprechpartner ein Benachrichtigungsschreiben zusammen mit einem Espoo-Scoping-Bericht an die betroffenen Vertragsparteien übermittelte.

2.2 Weitere nationale und internationale rechtliche Anforderungen

2.2.1 Schutz der Meeresumgebung

Der Marine Environment Act¹ regelt Abwassereinleitungen und Emissionen von Plattformen.

Abwassereinleitungen in das Meer

Die verbundene Verordnung über die Einleitung von Stoffen und Materialien in das Meer aus bestimmten Hochseeanlagen² 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.

¹ Konsolidierungsgesetz Nr. 1165 vom 25.11.2019 über die Meeresumwelt

² Verordnung Nr. 394 vom 17.07.1984 über die Einleitung von Stoffen und Materialien aus bestimmten Hochseeanlagen in das Meer.

> **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 EC/LC-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 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-Plattformen³ und in der Verordnung über Vermeidung von Luftverschmutzung durch Schiffe geregelt⁴.

2.2.2 Offshore-Sicherheit

Um Verschmutzung zu verhindern und zu mindern, schreibt der Offshore Safety Act⁵ 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- Rohrleitungen und andere Plattformen geregelt⁶.

2.2.3 Nationale Emissionsobergrenzen

Emissionskriterien für Stickstoffoxide (NO_x), flüchtige organische Verbindungen (VOC), Ammoniak (NH₄⁺) und Schwefeldioxid (SO₂) ab 2010 sind in der NEC-Direktive festgelegt⁷. Die Direktive ist durch die Verordnung über Emissionsobergrenzen für Schwefeldioxide, Stickstoffoxide, flüchtige organische Verbindungen und Ammoniak in das dänische Gesetz implementiert⁸.

³ Verordnung Nr. 1449 vom 20.12.2012 über bestimmte luftverschmutzende Emissionen durch Verbrennungsanlagen auf Offshore-Plattformen

⁴ Verordnung Nr. 9840 vom 12.04.2007 über die Vermeidung von Luftverschmutzung durch Schiffe

⁵ Konsolidierungsgesetz Nr. 125 vom 06.02.2018 über die Offshore-Sicherheit

⁶ Verordnung Nr. 909 vom 10.07.2015

⁷ Richtlinie 2001/81/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2001 über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe.

⁸ Verordnung Nr. 491 vom 16.05.2018

2.2.4 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 Umweltschutzgesetz⁹ und die damit verbundene Verordnung über bestimmte luftverschmutzende Emissionen durch Verbrennungsanlagen auf Offshore-Plattformen¹⁰ in das dänische Gesetz implementiert. Verbrennungsanlagen mit einer Befeuerungsleistung von mehr als 50 MW benötigen eine Umweltschutzgenehmigung unter Angabe der Emissionsgrenzwerte.

2.2.5 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 Act¹¹ 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.

Der Offshore-Sektor ist gemäß dem Gesetz über Abgaben auf Stickstoffoxide¹² 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 überwachen¹³.

⁹ Konsolidierungsgesetz Nr. 1218 vom 25.11.2019

¹⁰ Verordnung Nr. 1449 vom 20.12.2012

¹¹ Konsolidiertes Gesetz Nr. 1605 vom 14.12.2016

¹² Konsolidierungsgesetz Nr. 1214 vom 10.08.2020

¹³ Verordnung Nr. 723 vom 24.06.2011

2.2.6 Natura 2000 Gebiete

Natura 2000 ist ein Netzwerk aus Naturschutzgebieten, das im Rahmen der Habitat¹⁴ und Vogel¹⁵ Richtlinie gebildet 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:

- > Environmental Goal Act¹⁶
- > Nature Protection Act¹⁷
- > Subsoil Act¹⁸
- > Die EIA-Verordnung¹⁹
- > Die Verwaltungsanordnung über die angemessene Offshore-Beurteilung²⁰
- > Die Habitat-Anordnung²¹

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.

¹⁴ Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen

¹⁵ Richtlinie 79/409/EWG des Rates vom 2. April 1979 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten. Wurde 2009 geändert und zur Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. November 2009 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten

¹⁶ Konsolidiertes Gesetz Nr. 119 vom 26/01/2017 über Umweltschutzziele für internationale Naturschutzgebiete (bekendtgørelse af lov om miljømål m.v. for internationale naturbeskyttelsesområder (Miljømålsloven)).

¹⁷ Konsolidierungsgesetz Nr. 240 vom 13.03.2019 über Naturschutz (Naturbeskyttelsesloven).

¹⁸ Konsolidierungsgesetz Nr. 1533 vom 16.12.2019 über die Nutzung von dänischem Boden

¹⁹ Konsolidiertes Gesetz Nr. 973 vom 25.06.2020 über die umweltbezogene Beurteilung von Plänen und Programmen sowie von spezifischen Projekten

²⁰ Verwaltungsanordnung Nr. 434 vom 02.05.2017 über die Auswirkungsbeurteilung internationaler Naturschutzgebiete und den Schutz bestimmter Spezies bei vorläufigen Studien, Untersuchungen und während der Extraktion von Kohlenwasserstoff, der unterirdischen Lagerung, Pipeline etc. auf hoher See (bekendtgørelse om konsekvensvurdering vedrørende internationale naturbeskyttelsesområder og beskyttelse af visse arter ved forundersøgelser, efterforskning og indvinding af kulbrinter, lagring i undergrunden, rørledninger, m.v. offshore).

²¹ Verwaltungsanordnung Nr. 1595 vom 06.12.2018 über die Ausweisung und Verwaltung internationaler Naturschutzgebiete und den Schutz bestimmter Spezies (bekendtgørelse om udpegning og administration af internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter).

2.2.7 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 der PLONOR-Liste (Pose Little Or No Risk) aufgeführt sind, die Stoffe ohne oder nur mit geringer Umweltauswirkung 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-Rohrleitungen 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-Richtlinie²²) festgelegt. Die Richtlinie ist in das dänische Gesetz implementiert durch:

- > Konsolidiertes Gesetz über die umweltbezogene Beurteilung von Plänen und Programmen sowie von spezifischen Projekten (siehe Fußnote 19)
- > Boden-Gesetz¹⁸
- > Verordnung zur EIA, umweltbezogene Beurteilung hinsichtlich internationaler Naturerhaltungsgebiete und des Schutzes bestimmter Spezies während der Offshore-Erkundung und -Produktion von Kohlenwasserstoffen, der unterirdischen Lagerung, Rohrleitungen etc. (siehe Fußnote 20).

Das EIA-Dokument, das diesem Espoo-Bericht zugrundeliegt, 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.

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

²² Die Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten Sie wurde 2014 geändert und zur Richtlinie 2014/52/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 zur Änderung der Richtlinie 2011/92/EU über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten

Veröffentlichung eine schriftliche Beschwerde zu Umweltthemen an den Berufungsausschuss der Energiebehörde (Energy Board of Appeal) richten.

3 Technische Projektbeschreibung

3.1 Projektübersicht

Das Hejre-zu-Siri-Erschließungskonzept umfasst eine benannte Topside mit Mannschaftsquartieren und eine mehrstufige Anbindung an die Siri-Hauptplattform, wobei Flüssigkeiten verarbeitet werden, wie in Abbildung 1-2 gezeigt.

Die mehrstufige Produktion von Hejre wird über die bestehende 24 km lange Gasexport- Rohrleitung zum South Arne Harald WYE und von hier über eine neu zu verlegende Rohrleitung zu Siri mit einer Länge von 43 km transportiert.

Das produzierte Hejre-Öl wird in dem Siri-Ölspeichertank gelagert und wie das Siri-Öl über Shuttle-Tankschiffe exportiert. Das Gas wird durch eine neue Gas-Export Rohrleitung zu Tyra East und die Verbindung zu dem NOGAT-System exportiert, da Siri derzeit keine Export-Infrastruktur für Gas besitzt (Gas wird wieder eingeleitet oder als Brennstoff verwendet).

Das „Hejre-zu-Siri“-Projekt umfasst:

- > Bau und Installation
 - > Bau und Installation einer neuen bemannten Topside am Hejre-Standort
 - > Perforation und Säubern der 3 Bohrschächte
 - > Umbau der Siri-Plattform - Kompressor-Ablaufkühlsystem, Gasexport, Zwischenstufenerhitzer und Engstellenbeseitigung bestehender Anlagen
 - > Verlegen und Inbetriebnahme der Rohrleitung:
 - > 43 km 12"-Multiphasen- Rohrleitung von Harald WYE zu Siri
 - > 89 km 10"-Gas-Export säubern von Siri zu Tyra East und Verbindung zu dem NOGAT-System
- > Verarbeitung auf Hejre:

- > Abscheidung von Öl und Gas aus Abwasser
- > Reinigung und Einleitung von Abwasser
- > Stromerzeugung und Notstrom

- > Fortgesetzte Verarbeitung im Siri-Gebiet für weitere 20 Jahre

- > Außerbetriebnahme der Plattform zum Ende der Nutzungsdauer des Felds einschließlich:
 - > Einschließen, Verschließen und Stilllegen der Bohrschächte
 - > Spülen und Abbau der Plattform und Unterwasserbauten zur Küste für die Demontage und das Recycling
 - > Entleeren der Rohrleitungen und Vorbereitung für die Entsorgung vor Ort auf dem Meeresboden, sofern durch die Behörden genehmigt.

Es wird darauf hingewiesen, dass der Schwerpunkt dieses Espoo-Berichts auf den aus zusätzlichen Aktivitäten des „Hejre-zu-Siri“-Erschließungsprojekts im Vergleich zu dem alten Hejre-Projekt resultierenden Emissionen und Einleitungen liegt. Sonstige Emissionen und Einleitungen aus den bestehenden Hejre- und Siri-Plattformen werden erwartungsgemäß unverändert bleiben.

Um das Verständnis der Veränderung zwischen dem neuen in der vorliegenden Hejre-EIA beschriebenen Bündelungskonzept und dem eigenständigen Konzept aus der genehmigten Hejre-EIA aus dem Jahr 2011 zu erleichtern, enthält Tabelle 3-1 eine Übersicht.

Tabelle 3-1 Übersicht des alten Hejre-Konzepts im Vergleich zu dem neuen „Hejre-zu-Siri“-Bündelungskonzept

> Altes Hejre-Konzept	> Hejre-zu-Siri
Bohrung von 5 Produktionsbohrschächten einschließlich Fertigstellung. Einschließlich Produktionstest. Einschließlich der Möglichkeit, bis zu 12 Bohrschächte zu bohren.	Fertigstellung von 3 Bohrschächten. Produktionstest wird nicht durchgeführt. Reparatur der Barriere des Bohrschachts HA-5. Möglichkeit, bis zu 12 Bohrschächte in Übereinstimmung mit der bestehenden alten Hejre-EIA zu bohren.
Installation der Jacket.	Keine Jacket-Installation. Jacket bereits als Teil des alten Hejre-Konzepts installiert.
Installation der Topside einschließlich: <ul style="list-style-type: none"> > Mannschaftsquartiere für maximal 70 POB > Bohrkopfbereich > Bereich für verfahrenstechnische Systeme > Helideck > Fackel > Zwei Kräne mit Dieselmotorantrieb > Löschwassersystem > Erwartetes Gewicht: 15.000 Tonnen 	Installation der Topside einschließlich: <ul style="list-style-type: none"> > Mannschaftsquartiere für maximal 32 POB > Bereich für verfahrenstechnische Systeme > Helideck > Fackel > Ein Kran mit Elektromotorantrieb > Löschwassersystem > Erwartetes Gewicht: 4.261 Tonnen

> Altes Hejre-Konzept	> Hejre-zu-Siri
<p>Rohrleitungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Neue Öl-Exportrohrleitung von Hejre zu Gorm E > Neue Gas-Exportrohrleitung von Hejre zu South Arne Harald WYE an der Gas-Rohrleitung von South Arne zu Nybro 	<p>Rohrleitungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Neue Gas-Exportrohrleitung von Siri zu dem NOGAT-System > Wiederverwendung der installierten Gas-Rohrleitung zwischen Hejre und South Arne Harald WYE sowie einer neuen Rohrleitung von South Arne Harald WYE zu Siri für den Multiphasen-Export von Hejre zu Siri
<p>Umbauten an Gorm E:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Neues Steigrohr > Recyclingkühler > Molch-Empfangsschleuse > Eichung > Umbauten der bestehenden Rohrleitung und Sammelleitung 	<p>Umbauten auf Siri:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Zwischenstufenerhitzer > Gas-Exporteinrichtungen > Engstellenbeseitigung bestehender Anlagen > Fortsetzung der Verarbeitung im Siri-Gebiet für weitere 20 Jahre über die aktuell geplante Nutzungslebensdauer hinaus. > Wiedereinspeisung von Abwasser im Siri-Gebiet zu 95 bis 100 %
<p>Erwartete durchschnittliche Bemannung: POB 29</p>	<p>Erwartete durchschnittliche Bemannung: POB 5-10</p>
<p>Tägliche Produktion:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Öl: 35.000 BOPD > Gasabsatz: 76 MMscfd > Abwasser maximal: 10.000 BPD 	<p>Tägliche Produktion:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Öl: Maximal 35.000 BOPD > Gasabsatz: 57 MMscfd > Abwasser maximal: 2.000 BPD
<p>Verarbeitung auf Hejre:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Verarbeitung von Öl, Gas und Wasser > Reinigung und Einleitung von Abwasser Nutzung der Möglichkeit, Abwasser zur Küste zu transportieren. > Stromproduktion: 3 duale Brennstoffturbinen mit einer Leistung von je 5,5 MW (nur jeweils zwei Turbinen gleichzeitig in Betrieb) > Druckminderung durch Gasfackelsystem 	<p>Verarbeitung auf Hejre:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Wasserabscheidung > Reinigung und Einleitung von Abwasser. Kein Transport von Abwasser an die Küste. > Stromerzeugung: 1 duale Brennstoffturbine mit einer Leistung von 1,2 MW > Druckminderung durch Gasfackelsystem > Multiphasen zu messen mit geschlossenen radioaktiven Quellen für die korrekte Zuordnung von Öl und Gas
<p>Wartung von 5 Bohrschächten</p>	<p>Wartung von 3 Bohrschächten und möglichen zu einem späteren Zeitpunkt gebohrten Bohrschächten</p>
<p>Außerbetriebnahme</p>	<p>Außerbetriebnahme</p>

3.1.1 Zeitplan

Der Projektzeitplan ist dynamisch und daher nicht bindend und wird im Verlauf des Projekts geändert, siehe Abbildung 3-1.

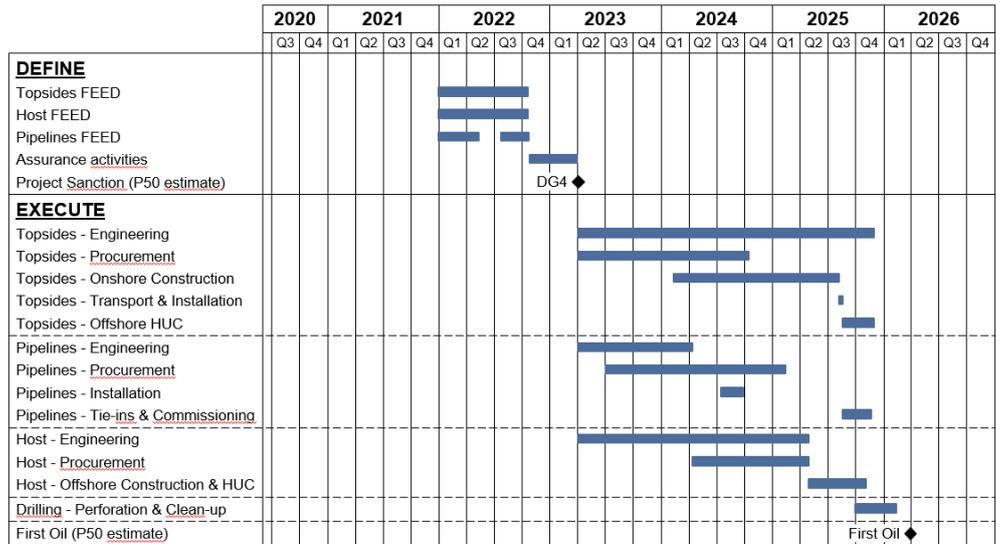


Abbildung 3-1 Bündelung von Hejre mit Siri - Übersichtszeitplan

3.2 Fertigstellung, Bau und Installation

3.2.1 Gestaltung und Installation der Topside

Der Hauptrahmen des neuen Hejre-Moduls auf Abbildung 3-2 entspricht dem Abstand der bestehenden Jacket-Beine von 20 Metern in beide Richtungen. Die Deckhöhe richtet sich nach dem bestehenden Vorbohrungsmodul.

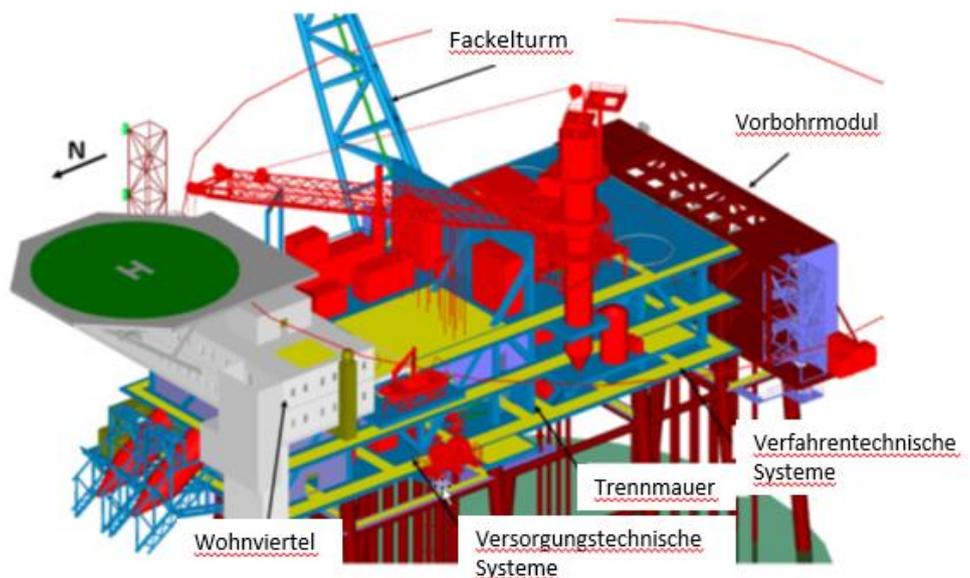


Abbildung 3-2 Die neue bemannte Hejre-Topside auf der bestehenden Jacket-Struktur.

Die neue bemannte Topside-Struktur beinhaltet:

- > Dauerhaftes Helideck
- > Elektrohydraulischer Kran
- > Stromerzeugung durch Gasturbine (1,2 MW Leistung)
- > Mannschaftsquartiere
- > Luftgekühlter Austausch, Bohrlochströmungskühler
- > Wasserabscheidung, Wasseraufbereitung und Wassereinleitungspunkt
- > Einrichtungen für Produktionschemikalien
- > Überdruckschutz durch Hauptstrom-Gasfackel

Die Topside wird im Betrieb ein geschätztes Gewicht von 4.300 Tonnen haben.

Das Hauptprinzip der Topside-Installation besteht darin, dass das Modul und die Mannschaftsquartiere in einem Durchgang angehoben werden, wie in Abbildung 3-3 unten gezeigt, und der Gasfackelausleger in einem weiteren Arbeitsgang angehoben wird.

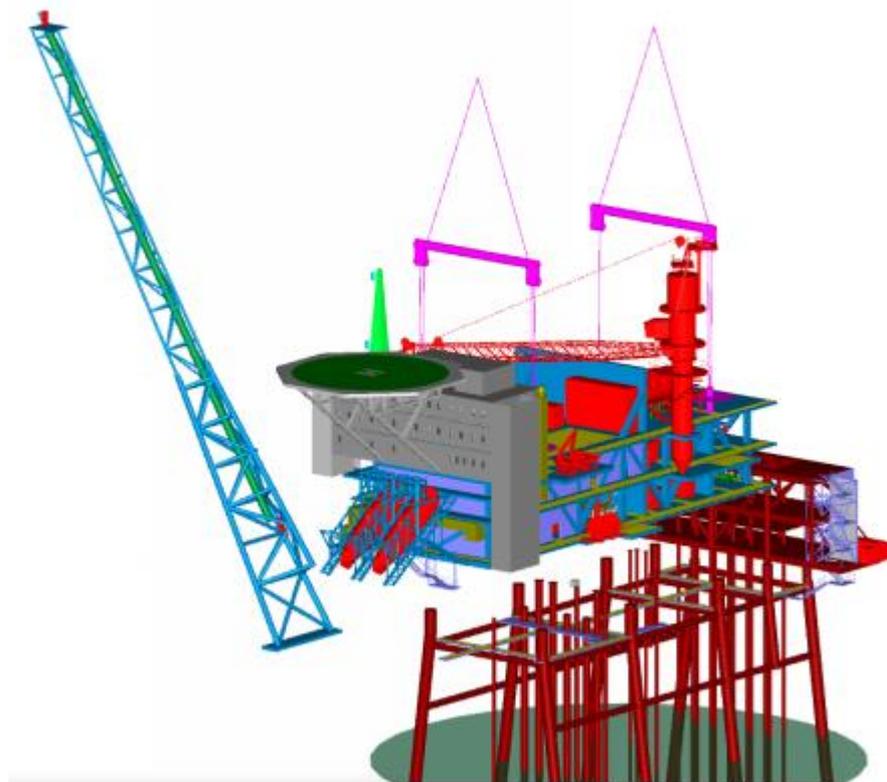


Abbildung 3-3 Installationsprinzip der Hejre-Plattform.

Emissionen während der Installation

Emissionen in die Luft in Verbindung mit der Installation der neuen Hejre-Bohrschachtplattform sind verbunden mit:

- > Transportaktivitäten und Arbeiten des Schwergutschiffs (HLV) und der Spezialschiffe im Rahmen der Installation der Topside und der Gasfackel am Standort Hejre.

Die Arbeiten der Flotte umfassen den Transport und den Schwerlasthub der Topside und der Gasfackel. Die Flotte umfasst die in Tabelle 3-2 aufgeführten Schiffe.

Tabelle 3-2 Art des Transports in Verbindung mit der Installation der Plattform-Topside.

Schiff	Anzahl	Tage	Kraftstoffverbrauch [m ³ /Tag]
Schwergutschiff (HMC Balder oder ähnliches Schiff)	1	40	39,8 (mT/Tag)
Barkasse	1	40	Nicht anwendbar
Schlepper	2	40	20
Flotel für HUC (Seafox Marinia oder Ähnliches)	1	420	3 (mT/Tag)

3.2.2 Bohrschachtperforation und Säubern

Die Bohrarbeiten wurden als Teil des alten Hejre-Projekts abgeschlossen und derzeit stehen 3 HPHT-Bohrschächte vorbehaltlich des Entfernens der Tiefenverschlüsse, der Perforation und nach dem Säubern zur Produktion bereit. Die Bohrschächte sind vorübergehend stillgelegt und mit Meerwasser gefüllt sowie durch Korrosionsschutzmittel geschützt.

Für das erneute Eindringen in die Bohrschächte wird ein Bohrplattform benötigt. Sobald das Bohrplattform platziert und alle Schnittstellen hergestellt und überprüft wurden, wird die Rohrwendelausrüstung an Bord genommen und über den fertiggestellten Bohrschächten aufgehängt. Rohrwendel werden zum Entfernen der Tiefenverschlüsse und für die Perforation der Bohrschächte verwendet. An jedem der Bohrschächte wird ein Analyseinstrument an dem Rohrwendel betrieben, um die Tiefe und die Intervalle für die spätere Perforation zu überprüfen und zu korrelieren. Nach der korrekten Bohrschachtkorrelation werden die Perforationsbaugruppen in den Löchern in jedem Bohrschacht angewendet und diese werden in der korrekten Tiefe und Ausrichtung perforiert. Nach der Perforation werden die Bohrschächte mit an Bohrplattformen aufgehängten Geräten gereinigt, bis akzeptable Produktionsflüssigkeitswerte erreicht werden (erwartete Dauer: 24 Stunden) und es wird kein Produktionstest durchgeführt. Die Bohrschachtflüssigkeiten werden zur Oberfläche gebracht und über den Bohrplattformbasierten Brenner verbrannt. Kleine Öltröpfchen können die Meeresoberfläche erreichen und zu einem Glanz auf der Oberfläche führen. Im Fall des Auslaufens größerer Ölmengen auf die Meeresoberfläche werden Überlaufschutzmaßnahmen gemäß dem üblichen Verfahren angewendet. Sobald die Bohrschächte perforiert und gereinigt wurden, werden sie in die Produktion überführt.

Die Bohrplattformbauaktivitäten für die Fertigstellung der Bohrschächte werden Folgendes umfassen:

- > Transport des Bohrplatforms in Position
- > Aufhängen des Rohrwendels
- > Perforieren und Reinigen der Bohrschächte einzeln nacheinander
- > Entfernen des Bohrplatforms

Nutzung und Einleitung von Chemikalien

Die Nutzung und Einleitung von Chemikalien pro Bohrschacht entspricht der in der alten Hejre-EIA angegebenen Art und Menge. Die gesamte Einleitung von Chemikalien im Rahmen der Fertigstellung wird wahrscheinlich geringer sein, als in der ursprünglichen EIA erwartet, da nur 3 der 5 Bohrschächte fertiggestellt werden.

Eine begrenzte Anzahl an Chemikalien wird an dem Bohrplattform während der Fertigstellung der Hejre-Bohrschächte verwendet (Betriebsmittel-Chemikalien). Die Nutzung und Einleitung von Chemikalien am Bohrplattform wird erwartungsgemäß dem alten Hejre-Projekt entsprechen.

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

Emissionen während der Perforation und des Säuberns

Emissionen in die Luft in Verbindung mit Bohrplattformbau- und Bohrschachtaktivitäten beziehen sich auf (Tabelle 3-3):

- > Bohrplattformbauaktivitäten (hauptsächlich Betrieb des Generators)
- > Mannschaftstransport per Helikopter und Standby-Boot
- > Transport des Bohrplatforms (Bewegung des Bohrplatforms)
- > Abfackeln während des Säuberns
- > Versorgungsschiffe (Gütertransport).

Tabelle 3-3 Transportarten in Verbindung mit Fertigstellungsaktivitäten für 3 Produktionsbohrschächte und die Reparatur von HA-5.

	Anzahl	Tage	Kraftstoffverbr auch [m ³ /Tag]
Bohrplattformbetrieb während der Fertigstellung und des Säuberns			
Bohrplattform	1	210	10
Versorgungsschiff	1	24	5
Standby-Boot	1	180	0,5
Schlepper	2-3	20	20
Helikopter (Kerosin)	1	23	1,2

Die Annahmen lauten wie folgt:

- > Das Bohrplattform ist für 70 Tage pro Bohrschacht in Betrieb.
- > Die Versorgungsschiffe sind 11 Stunden/Tag 2-mal pro Woche an 180 Tagen in Betrieb. Dies entspricht etwa 24 vollen Tagen insgesamt.
- > Das Standby-Boot ist während des Betriebs des Bohrplattform 24 Stunden/Tag in Betrieb. Es werden jedoch andere Schiffe eingesetzt, sodass das Standby-Boot nur 180 Tage in Betrieb sein wird.
- > Die Helikopter sind 3 Stunden/Tag an 180 Tagen in Betrieb. Dies entspricht etwa 23 vollen Tagen insgesamt.

3.2.3 Reparatur der Barriere von HA-5.

Bei dem vorübergehend stillgelegten Bohrschacht HA-5 bestand ein Problem mit dem Zementverschluss des Schrägbohrlochs in dem 13-5/8"-Gehäuse zur Bildung einer Barriere gegen potenzielle durchlässige Schichten in geringer Tiefe.

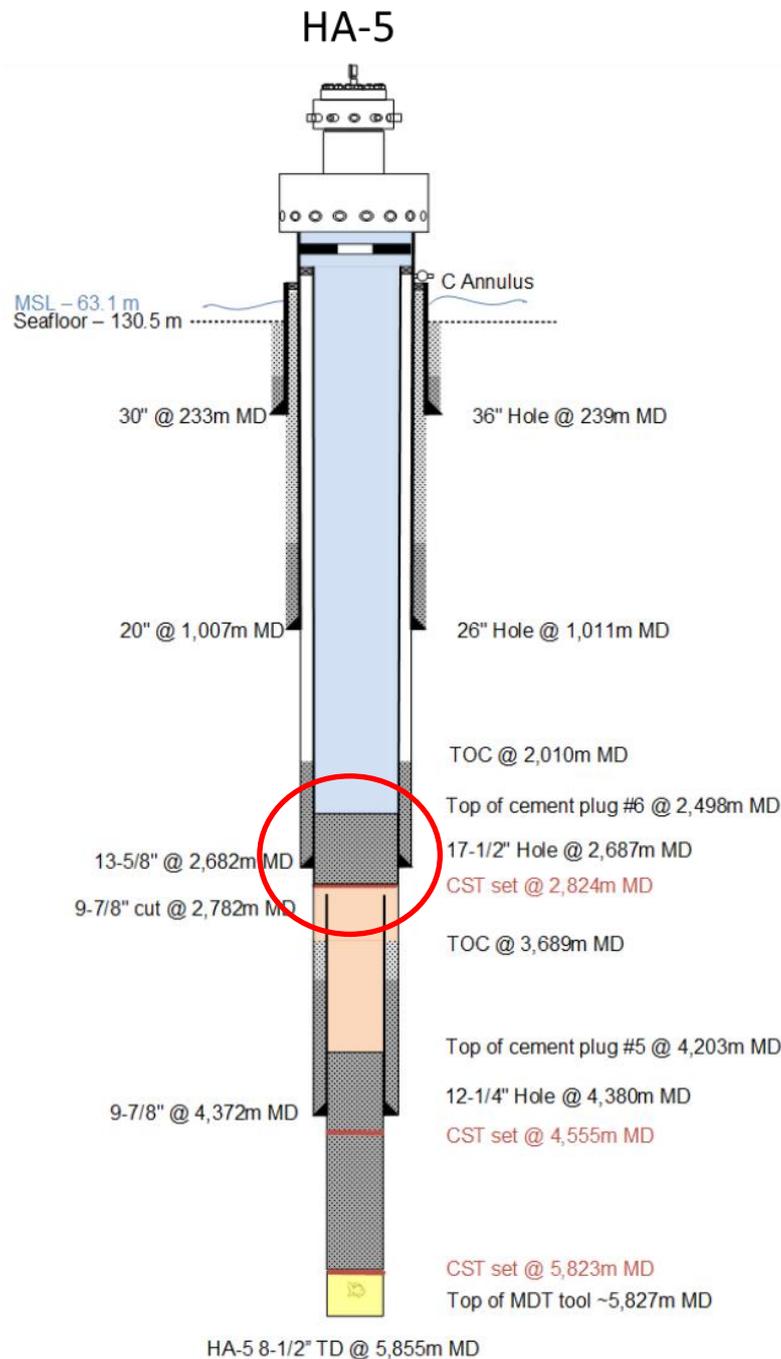


Abbildung 3-4 HA-5 Zementverschluss

Der Druck zwischen dem Verschluss und der Oberflächenbarriere erhöht sich langsam.

Während der Perforation und der Aufräumarbeiten wird es gelegentlich erforderlich sein, in den Bohrschacht HA-5 einzudringen und den Zementverschluss zu reparieren.

Die Reparaturarbeiten werden die folgenden Aktivitäten umfassen:

- > Gleitschlitten zu HA-5

- > Entfernen der TA-Kappe, Bohrplattformbau-BOP und Steigrohr an HA-5
- > Eindringen in den Bohrschacht und Herausbohren eines Teils des gebildeten Zementverschlusses
- > Erstellen eines neuen Zementverschlusses und Test desselben
- > Abrüsten, Wiedereinsetzen der TA-Kappe und Entfernen des Gleitschlittens von HA-5.

Bohrschlamm, Zement und Fertigstellungsflüssigkeit werden für das Herausbohren des Zementverschlusses, das Herstellen eines neuen Zementverschlusses und Versetzen des Bohrschachts, zu inhibierter Flüssigkeit. Ölbasierter Schlamm oder wasserbasierte Flüssigkeit wird verwendet, um den Zementverschluss herauszubohren. Falls ölbasierter Schlamm verwendet wird, wird dieser aufgefangen und zur Wiederverwertung oder Entsorgung an Land transportiert. Wasserbasierter Schlamm wird über einen Zeitraum von 3 Stunden eingeleitet. Die Zementierungschemikalien werden in einer Masseneinleitung innerhalb von 10 Minuten eingeleitet und die inhibierte Flüssigkeit wird in dem Bohrschacht belassen.

Tabelle 3-6, Tabelle 3-4 und Tabelle 3-5 bieten einen Überblick über die für das Herausbohren des Verschlusses, die Zementierung und die inhibierte Flüssigkeit während der Reparatur von HA-5 verwendeten Chemikalien. Aus der inhibierten Flüssigkeit werden erwartungsgemäß keine Chemikalien eingeleitet.

Tabelle 3-4 Geschätzte Nutzung von Chemikalien für das Herausbohren des Verschlusses in HA-5

Geschätzte Nutzung für Bohrarbeiten	Geplante Nutzung für HA-5 [Tonnen]	Geplante Einleitung für HA-5 [Tonnen]	Farbcode
Hemmungsflüssigkeit	106	106	G
Suspensionsmittel	3	3	G
Flüssigkeitsverlust	9	9	G
Beschwerungsmittel	413	413	G
H ₂ S-Spülmittel	0,9	0,9	Y
Korrosionshemmer	0,1	0,1	Y
Sauerstoff-Spülmittel	0,9	0,9	Y
pH-Kontrolle	0,9	0,9	G
Alkalinitätskontrolle	0,5	0,5	G

Tabelle 3-5 Geschätzte Nutzung von Chemikalien für das Zementieren von HA-5

Geschätzte Nutzung für Zementierarbeiten	Geplante Nutzung für HA-5 [Tonnen]	Geplante Einleitung für HA-5 [Tonnen]	Farbcode
Reibungsminderer	4	2	Y
Flüssigkeitsverlustkontrolle	4	2	Y
Verzögerer	4	2	Y
Entschäumungsmittel	0,4	0,2	Y
Extender	8	4	G
Zement	120	60	G
Lösungsmittel	1	0,5	Y
Emulgator	2	1	Y
Ausfüller	4	2	G

Tabelle 3-6 Geschätzte Nutzung von Hemmungschemikalien für die Konservierung von HA-5

Geschätzte Nutzung für die Fertigstellung	Geplante Nutzung für HA-5 [Tonnen]	Geplante Einleitung für HA-5 [Tonnen]	Farbcode
Bohrwasser/Frischwasser	460	230	Y
Biozid	0,05	0,025	Y
pH-Kontrolle	0,05	0,025	G
Alkalinitätskontrolle	0,05	0,025	G
Sauerstoff-Spülmittel	0,05	0,025	Y

Emissionen während der Reparatur von HA-5 sind in den in Abschnitt 3.2.2 und Tabelle 3-3 beschriebenen Emissionen enthalten.

3.2.4 Umbauten auf der Siri-Plattform

Im Rahmen des „Hejre-zu-Siri“-Konzepts wird die Multiphase mit minimalem Wassergehalt zu Siri exportiert.

Siri (siehe Abbildung 3-5) liegt im zentralen Teil der Nordsee mit einer Wassertiefe von etwa 60 Metern und ist eine bemannte Plattform mit Anlagen für die Abscheidung, die Gaskompression, die Stromerzeugung, die Dehydratation, die Wassereinspeisung, die Öllagerung und den Export. Derzeit wird Gas nur für die Stromerzeugung und den Gashub verwendet und nicht von Siri exportiert. Neben der Produktion aus den eigenen Bohrschächten verarbeitet Siri die Multiphasen-Produktion der Unterwasseranlage Stine und der unbemannten Anlagen Nini A, Nini East und Cecilie.



Abbildung 3-5 Die Siri-Plattform.

Es ist beabsichtigt, die Hejre-Multiphase durch das bestehende Cecilie-Steigrohr auf Siri zu produzieren, da die Cecilie-Produktion aus Gründen mangelnder Wirtschaftlichkeit eingestellt wird.

Um die Hejre-Produktion verarbeiten zu können, werden die folgenden neuen Anlagen erwartungsgemäß installiert:

- > Kompressor-Ablaufkühlsystem
- > Einrichtungen für den Gasexport einschließlich Zähler
- > Zwischenstufenerhitzer auf der Grundlage der Wiederverwendung von Abwärme.

Neben den neuen Anlagen sind einige Aufrüstungen der bestehenden Anlagen geplant:

- > Ersetzung des Kompressorbündels im Hauptkompressor C
- > Entdrosseln des C-Strangs
- > Nassgas-Kreuzleitungen

Emissionen während des Umbaus der Siri-Plattform

Emissionen in die Luft während des Umbaus der Siri-Plattform sind verbunden mit:

- > Versorgungsboot
- > Standby-Boot

Das Siri-Versorgungsboot wird auch für die Hejre-Produktion verwendet, sodass keine zusätzlichen Emissionen in Verbindung mit dieser Aktivität erwartet werden. Es wird erwartet, dass die Anlagen mit einem der beiden Siri-Kräne angehoben werden können.

Neben den Emissionen durch die Nutzung von Schiffen kann zusätzliches Abfackeln in Verbindung mit der Abschaltung des Kompressors C während der Aufrüstung erwartet werden.

3.2.5 Rohrleitungen

Das Rohrleitung-System, das die Hejre-Plattform mit Siri verbindet, wird aus den folgenden Rohrleitungen bestehen:

- > Der bestehenden 24 km langen Gas-Exportrohrleitung zwischen Hejre und Harald South Arne WYE, die in eine Multiphasen-Rohrleitung umgewandelt wird
- > Einer neuen 43 km langen Multiphasen-Rohrleitung aus Kohlenstoffstahl mit einem Innendurchmesser von 12" von Harald South Arne WYE zu Siri
- > Einer neuen 10"-Gas-Export-Rohrleitung mit einer Länge von 89 km (basierend auf der Standard-Einbindungsposition) von Siri zu dem NOGAT-System.

Der Prozess der Installation, des Eingrabens und der Inbetriebnahme von Rohrleitungen und vorgefertigten Rohrleitung-Schiebern umfasst die folgenden Aktivitäten:

- > Vorinstallationsanalyse der Rohrleitung-Trasse

- > Verlegen der Rohrleitungen auf dem Meeresboden
- > Fluten mit inhibiertem Meerwasser
- > Grabenziehen und Hinterfüllen
- > Einsetzen der Rohrschieber
- > Reinigen und Eichen
- > Hydrostatische Prüfung
- > Inbetriebnahme
- > Entfernen behandelten Meerwassers aus der bestehenden Rohrleitung.

Die Rohrleitung-Ausrichtung wird zunächst auf die Anwesenheit von Fremdkörpern, die die Installation der Rohrleitung stören könnten, untersucht. Darüber hinaus werden alle Kreuzungen bestehender Infrastruktur vorbereitet.

Die Rohrleitungen werden kurz nach der Verlegung mit inhibiertem Meerwasser geflutet, um die Stabilität der Rohrleitungen sicherzustellen.

Die Rohrleitungen werden im Meeresboden eingegraben, um sie vor Fischereigeräten und anderer Unterwasserausrüstung zu schützen. Es werden zwei Eingrabungsmethoden in Betracht gezogen: Pflügen und Einspülen, wobei Pflügen als kostengünstigste und gute Lösung für diesen Bereich gilt. Durch Pflügen wird allgemein ein gleichmäßiges vertikales Profil der Rohrleitung erzielt. Auf diese Weise werden letztendlich Eindämmungsmaßnahmen nach der Installation wie etwa das Ablegen von Felsen eingeschränkt. Bei dem Pflugverfahren wird ein 1,5 bis 2,5 m tiefer Graben mit einer Vorschubgeschwindigkeit von 200 bis 400 m pro Stunde gezogen. Die Hinterfüllung des Rohrleitung-Grabens erfolgt mit einer ähnlichen Geschwindigkeit. Bei dem Einspülverfahren wird ein 0,5 m breiter und mindestens 1,5 m tiefer Graben mit einer Vorschubgeschwindigkeit von 200 bis 1.000 m pro Stunde gezogen. Die Anwendung dieses Verfahrens ist auf Sand und weichen Lehm Boden beschränkt.

Der Schutz der Rohrleitungen durch Steinaufschüttung in Gebieten, in denen die Rohrleitung über dem Boden liegt, ist zu erwarten. Etwa 23.334 m³ oder 35.000 Tonnen Gestein werden erwartungsgemäß verwendet.

Rohrleitung-Kreuzungen werden mit Betonmatten geschützt. 22 Betonmatten werden erwartungsgemäß eingesetzt.

Sobald die Rohrleitungen eingegraben und hinterfüllt wurden, wird das System mit Rohrschiebern an Hejre und Siri angebunden. Gleichzeitig wird ein Reinigungs- und Eichungsprozess mit speziellen Molchen mit einer Geschwindigkeit von etwa 0,5 m pro Sekunde durchgeführt.

Die Rohrleitungen werden vor der Inbetriebnahme einer hydrostatischen Prüfung unterzogen, um ihre Dichtheit sicherzustellen. Die gefluteten Rohrleitungen werden über einen Zeitraum von 24 Stunden einem Prüfdruck ausgesetzt, der üblicherweise 15 % höher als der Bemessungsdruck ist, und auf Druckabfälle, die auf ein Leck hindeuten würden, überwacht. Mechanische Kopplungsstellen wie Ventile, Flansche und Schieber weisen die höchste Leckwahrscheinlichkeit auf und werden daher während der hydrostatischen Prüfung überwacht. Die

Leckprüfung wird durch Hinzugabe einer fluoreszierenden Chemikalie erleichtert, um auch kleine Lecks problemlos erkennen zu können.

Tabelle 3-7 unten bietet einen Überblick über die geplanten geschätzten Mengen, die während der Rohrleitung-Prüfungen verwendet werden. Die Menge basiert auf einer Dosisrate von 500 ppm in allen zu prüfenden Rohrleitungen. Die Dosisrate des Fluoreszenzmittels beträgt schätzungsweise 100 ppm.

Tabelle 3-7 Geplante Nutzung von Chemikalien während der Rohrleitung-Prüfungen

Geschätzte Nutzung für die Leitungsverlegung	Geplante gesamte Nutzung [Tonnen]	Geplante gesamte Einleitung [Tonnen]	Farbcode
Kombination aus Korrosionshemmer, Biozid und Sauerstoff-Scavenger für die Konservierung der Rohrleitung	0,08	0,08	Y
Fluoreszierende Spürchemikalie	0,02	0,02	Y

Der letzte Schritt vor der Inbetriebnahme besteht in der Entwässerung der Rohrleitungen einschließlich der bestehenden Gas-ExportRohrleitung aus dem ursprünglichen Hejre-Projekt.

Emissionen während der Leitungsverlegung

Emissionen in die Luft in Verbindung mit der Leitungsverlegung beziehen sich auf:

- > Transportaktivitäten und Arbeiten der Flotte (Rohrverlegerschiff und Spezialschiffe) für die Leitungsverlegung.

Die Arbeiten der Flotte umfassen Transportaktivitäten und Arbeiten wie etwa die Leitungsverlegung, Steinaufschüttung, Grabenziehen etc. Die in *Tabelle 3-8* aufgelisteten Schiffe sind Teil der Flotte.

Tabelle 3-8 Arten von Transporten in Verbindung mit Leitungsverlegungsaktivitäten.

Schiff	Anzahl	Tage	Kraftstoffverbr auch [m ³ /Tag]
Leitungsverlegung			
Rohrverlegerschiff Deep Energy (Technip) oder vergleichbar	1	66	20
Vermessungsschiff (ROV) Seven Petrel (Subsea 7) oder vergleichbares Schiff	1	114	5
Grabenzieh-/Hinterfüllungsschiff Skandi Skansen oder vergleichbares Schiff	1	148	20
DSV Seven Atlantic (Subsea 7) oder vergleichbares Schiff	1	160	20
Wachschiiff	1	170	0,5

3.3 Produktionsphase

3.3.1 Produktionsaktivitäten während des Betriebs von Hejre

Der folgende Abschnitt beschreibt die Produktionsaktivitäten auf der bemannten Hejre-Plattform.

Der aktuelle Erschließungsprojektplan mit Siri als Hauptplattform geht davon aus, dass das erste Öl aus dem Hejre-Feld 2026 mit den in *Tabelle 3-9* angegebenen Produktionsraten exportiert wird.

Während der ersten Betriebsjahre wird kein Brauchwasser von Hejre erwartet. Im Anschluss wird sich das Brauchwasservolumen erwartungsgemäß schrittweise bis auf die in *Tabelle 3-9* angegebene maximale Menge erhöhen. Die prognostizierte Schätzmenge des Brauchwassers unterliegt jedoch einer hohen Unsicherheit.

Tabelle 3-9 Übersicht der erwarteten maximalen Produktionsraten auf der Hejre WHP.

Hejre-Feld (Bemessungsdurchflussraten)	Standardfall
Öl:	5.600 Sm ³ /d (35.000 bbl/d)
Gas	1.600.000 Sm ³ /d (57 MMSCFD)
Brauchwasser	240 Sm ³ /d (2.000 bbl/d)
Gesamte Brauchflüssigkeit	5.840 Sm ³ /d (37 000 bbl/d)

Das Produktionsprofil während der erwarteten Nutzungsdauer von Hejre ist in *Abbildung 3-6* dargestellt.

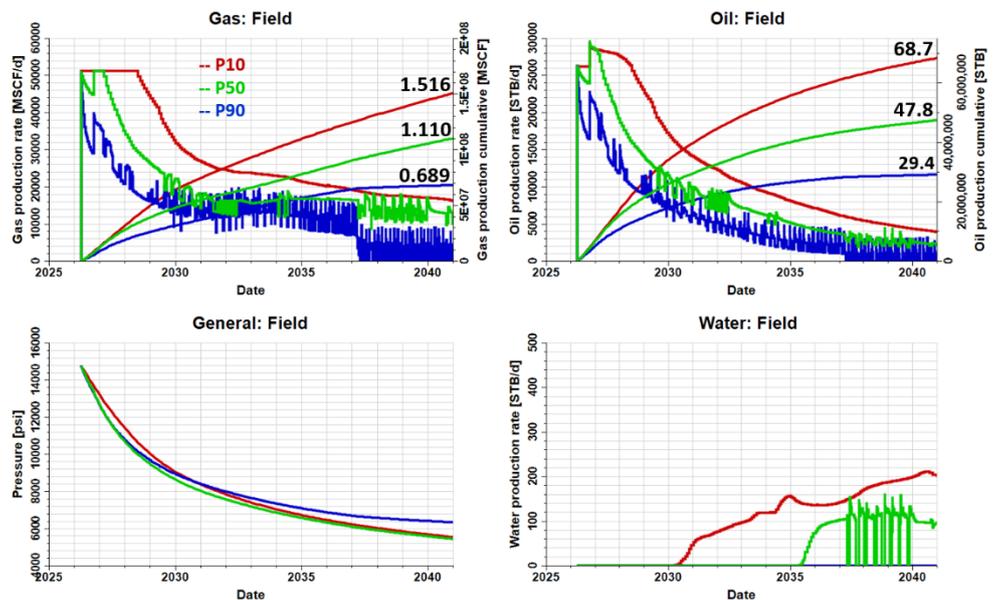


Abbildung 3-6 Erwartetes Produktionsprofil von Hejre während der Nutzungslebensdauer des Felds. Die Öl- und Gasproduktion wird ihren Höchstwert erwartungsgemäß vor 2030 erreichen und anschließend schrittweise sinken. Die Wasserproduktion wird sich während der Nutzungslebensdauer des Felds erwartungsgemäß schrittweise erhöhen.

3.3.2 Einleitung von Brauchwasser

Das Brauchwasser wird von Öl und Wasser auf der Hejre-Plattform befreit, gereinigt und in das Meer eingeleitet. Erwartungsgemäß werden Zykloneindicker und eine kompakte Flotationsanlage (CFU) für die Brauchwasserreinigung eingesetzt. Das Konzept setzt voraus, dass das Öl in dem eingeleiteten Brauchwasser die OSPAR-Anforderung von 30 mg/l erfüllt. Der Aufbau für die Reinigung des Brauchwassers entspricht dem für das alte Hejre-Projekt geplanten Aufbau, jedoch wird das Brauchwasser nicht an Land exportiert.

Die geschätzte maximale einzuleitende Wassermenge aus der Hejre-Produktion wird 2000 bbl/Tag betragen.

Produktionschemikalien auf Hejre

Die Nutzung von Chemikalien wird kontinuierlich unter Abwägung zwischen Technologie, Wirtschaftlichkeit und Auswirkungen auf die Umwelt und die Arbeitsumgebung überwacht.

Die folgenden Chemikalien werden während der Produktionsphase auf Hejre benötigt:

- > Hydrathemmer zur Vermeidung von Hydraten in der Export-Rohrleitung während des normalen Betriebs.
Einleitung mit dem Brauchwasser im Siri-Gebiet.
- > Korrosionshemmer für die kontinuierliche Einspeisung in die Multiphasen-Exportleitung. Einleitung mit dem Brauchwasser im Siri-Gebiet.
- > Wachshemmer für die kontinuierliche Einspeisung in die Multiphasen-Exportleitung.
Einleitung mit dem Brauchwasser im Siri-Gebiet.
- > Kalkhemmer während der kontinuierlichen Einspeisung in das Vorschaltgerät.
Einleitung mit dem Brauchwasser im Siri-Gebiet.
- > Natriumhypochlorit für die kontinuierliche Einspeisung in das Meerwassersystem. Das Natriumhypochlorit wird auf Hejre mit dem Kühlwasser eingeleitet.
- > Demulgator für die kontinuierliche Einspeisung in den Abscheider.
- > Entschäumer für die kontinuierliche Einspeisung in den Abscheider.

- > Flockungsmittel für die kontinuierliche Einspeisung in den Zykloneindicker.

Jedes Chemikalien-Einspeisungssystem besteht aus einem Speichertank und Speisepumpen.

Das Hydrathemmer-Einspeisesystem basiert auf der Schüttmaterialzufuhr und -lagerung.

Tabelle 3-10 bietet einen Überblick auf die auf Hejre während der Produktion zu verwendenden Materialien. Die Zahlen basieren auf der erwarteten Ölproduktion von 35.000 BOPD, einer konservativen Schätzung auf der Grundlage, dass keine Einschränkungen der Produktionskapazität im Siri-Gebiet auftreten.

Tabelle 3-10 Geschätzte Nutzung von Chemikalien auf Hejre während der Produktion. Hydrathemmer, Korrosionshemmer, Kalkhemmer und Wachshemmer werden mit dem Brauchwasser im Siri-Gebiet eingeleitet.

Geschätzte Nutzung für die Produktion	Geplante Nutzung [Tonnen/Jahr]	Geplante Einleitung [Tonnen/Jahr]	Farbcode
Hydrathemmer	95	Auf Siri (25)	G
Korrosionshemmer	5	Auf Siri (2)	Y
Kalkhemmer	16	Auf Siri (0,5)	Y
Wachshemmer	1	Auf Siri (0)	R*
Natriumhypochlorit	377	377	R
Demulgator	339	339	Y
Entschäumer	30	30	Y
Flockungsmittel	3	3	G

*Dieses Produkt wird 2021 als rot klassifiziert.

Produktionschemikalien auf Siri

Die Nutzung von Produktionschemikalien auf Siri basiert auf der Produktion aus den Bohrschächten auf Siri, Cecilie, Nini A, Nini East und den Unterwasser-Bohrschächten auf Stine.

Die geschätzte Nutzung und Einleitung von Chemikalien im Siri-Gebiet vor und nach der Anbindung von Hejre ist in *Tabelle 3-11* dargestellt. Der Zeitraum der Einleitung von Chemikalien aus dem Siri-Gebiet wird im Vergleich zur aktuell geplanten Nutzungsdauer des Siri-Gebiets auf 20 Jahre verlängert.

Aufgrund des Risikos von H₂S aus dem Hejre-Feld wird ein H₂S-Scavenger als einzige neue Chemikalie eingeführt. Bei den anderen Chemikalien werden der Verbrauch und die Einleitung nach der Hejre-Einbindung im Vergleich zum heutigen Verbrauch und zur heutigen Einleitung im Siri-Gebiet entweder unverändert bleiben oder sinken. Dies liegt unter anderem an einer geringeren Menge an während der Produktion im Siri-Gebiet erzeugtem und aufbereitetem Brauchwasser.

Darüber hinaus wird Siri Öl und Gas aus Hejre zur Verarbeitung auf Siri erhalten. Zu den mit dem Öl und Gas von Hejre exportierten Chemikalien werden Hydrathemmer, Korrosionshemmer, Kalkhemmer und Wachshemmer derselben

Art wie auch im Siri-Gebiet verwendet zählen - mit Ausnahme des Hydrathemmers, der derzeit nicht auf Siri verwendet wird. Der Hydrathemmer ist außerdem eine als grün klassifizierte Chemikalie.

Tabelle 3-11 Geschätzte Nutzung und Einleitung von Chemikalien im Siri-Gebiet nach der Verarbeitung von Öl und Gas von Hejre nach der Anbindung des Hejre-Betriebs.

Geschätzte Nutzung von Chemikalien für die Produktion	Geplante Nutzung nach der Anbindung von Hejre [Tonne/Jahr]	Geplante Einleitung nach der Anbindung von Hejre [Tonne/Jahr]	Farbcode
Kalkhemmer	17	0,5	Y
Kalkhemmer (WI-System)	9	0,3	Y
Korrosionshemmer	75	2	Y
Wachshemmer	86	0	R*
Entschäumungsmittel	71	0,02	Y
Demulgator	14	0,09	Y
H ₂ S-Scavenger (Batch-Aufbereitung)	205	4	Y
Biozid-Kühlwasser (Natriumhypochlorit)	191	191	R
Sauerstoff-Scavenger (WI-System)	183	6	G
Biozid (Batch-Aufbereitung)	80	40	R*
Kühlmittel	25	25	Y
Hydrathemmer	0	25	G
Gesamt nach Hejre-Anbindung	956	295	
Rot	357	231	
Gelb	416	32	
Grün	183	31	
Siri gesamt (2002)	37.738	4.265	
Rot	2.752	38	
Gelb	439	35	
Grün	34.548	4.192	

* Die zwei Produkte werden 2021 als rot klassifiziert.

Im Siri-Gebiet liegt die tägliche Wiedereinspeisung von Brauchwasser während der normalen Produktion im Bereich von 95 bis 100 %, was zu geringen Einleitungsraten führt. Die tägliche Wiedereinspeisung kann beispielsweise während des Molchbetriebs oder bei anderen Wartungsaktivitäten geringer sein. Die jährliche Wiedereinspeisung von Brauchwasser wird auch während der dauerhaften Verarbeitung im Siri-Gebiet erwartungsgemäß mehr als 95 % betragen. Die Dispersionsmodellierung basierte auf einer Wiedereinspeisung von 97 %.

EIF-Berechnungen wurden 2017 auf der Grundlage der Daten aus dem Jahr 2016 für das Siri-Gebiet angestellt. Die EIF-Faktoren für die verschiedenen Szenarien liegen alle unter 10 und es wurde von der DEPA kein Maßnahmenplan zur Senkung des Faktors gefordert.

3.4 Wartung während des Betriebs

3.4.1 Plattform

Die geplante Anzahl der Personen an Bord der Hejre-Plattform wird während des normalen Betriebs 5 bis 10 betragen. Die Mannschaft wird von Esbjerg aus mit dem Helikopter transportiert.

Bei der Konstruktion der Hejre-Topside stehen die Zuverlässigkeit, die einfache Wartbarkeit und der gute Zugang ohne erforderliche Bohrplattformen und Logistik oder andere vorübergehende Systeme im Vordergrund.

Transport und Logistik werden über den bestehenden Siri-Aufbau gehandhabt. Aktivitäten werden koordiniert und optimiert.

Anlagenchemikalien auf Hejre und Siri

Verschiedene Anlagenchemikalien werden in Verbindung mit der Wartung von Kompressoren, Turbinen und dem Waschen der Anlage im Hejre- und Siri-Gebiet verwendet und eingeleitet, wie in *Tabelle 3-12* gezeigt, was jedoch keine Änderung gegenüber der alten Hejre- und Siri-EIA darstellt.

Tabelle 3-12 Im Hejre- und Siri-Gebiet verwendete Anlagenchemikalien

Geschätzte Nutzung	Geplante Nutzung auf Hejre [Tonnen/Jahr]	Geplante Einleitung auf Hejre [Tonnen/Jahr]	Geplante Nutzung auf Siri [Tonnen/Jahr]	Geplante Einleitung auf Siri [Tonnen/Jahr]	Farbcode
Kompressorspülung	0	0	1	1	Y
Spülen der Anlage	3	3	3	3	Y
Turbinenwäsche	0,2	0,2	0,2	0,2	Y
Wachsentferner	0	0	8	8	Y

3.4.2 Rohrleitungen

Multiphasen-Rohrleitungen, Gas-Exportrohrleitungen, Steigrohre und Molchstationen werden für das Molchen durch Reinigungs- und intelligente Molche ausgelegt. Das Multiphasen-System wird von der Hejre-Plattform und der Siri-Plattform aus gemolcht werden können.

3.4.3 Bohrschächte

Die Hejre-HPHT werden während der gesamten Nutzungsdauer des Felds regelmäßige Interventionen erfordern. Es wird möglich sein, die meisten

Instandsetzungs- und Wartungsaktivitäten von der Hejre-Bohrkopfplattform aus durchzuführen. Komplexere Interventionsaufgaben werden jedoch die Mobilisierung eines Bohrplattform für Ausrüstung und die Mannschaft erfordern.

Erwartungsgemäß wird ein Bohrplattform während der Nutzungslebensdauer des Felds für 3 Monate für die Wartung der Bohrschächte vorhanden sein.

Der Umfang der Bohrschacht-Interventionen wird erwartungsgemäß im Vergleich zu dem alten Hejre-Projekt aufgrund der geringeren Anzahl an Bohrschächten geringer sein.

3.4.4 NORM

Es ist allgemein aufgrund von Erfahrungswerten bekannt, dass die Offshore-Ölproduktion in der Nordsee mit der Kontaminierung bestimmter Teil der Prozessanlagen mit geringen Mengen natürlicher radioaktiver Bestandteile in dem Reservoir, die mit dem abgebauten Öl und/oder Partikeln an die Oberfläche transportiert werden, verbunden ist. Dieses Material mit schwacher Radioaktivität ist bekannt als NORM (Naturally Occurring Radioactive Material).

NORM wird wahrscheinlich ebenfalls im Hejre-Feld auftreten und in Übereinstimmung mit den Vorschriften für NORM der Strahlenschutzabteilung der dänischen Gesundheitsbehörde gehandhabt und entsorgt werden müssen.

NORM wird auf der Plattform und auf dem Festland gehandhabt und führt nicht zu grenzüberschreitenden Auswirkungen.

3.5 Außerbetriebnahmephase

Die erwartete Lebensdauer der Anlage beträgt etwa 20 Jahre. Die Außerbetriebnahme der Plattform, der Bohrschächte und der Rohrleitungen wird entsprechend den dänischen gesetzlichen Vorschriften und geltenden internationalen Abkommen zum Zeitpunkt des Endes der Lebensdauer der Anlage durchgeführt.

3.5.1 Außerbetriebnahmeaktivitäten

Der nachfolgende Abschnitt bietet eine allgemeine Beschreibung einer möglichen Außerbetriebnahme einer Anlage wie Hejre. Der Prozess wird dem Prozess für das ursprüngliche Hejre-Projekt entsprechen:

- > Produktionsseile werden aus dem Bohrschacht gezogen und zur Wiederverwendung oder zum Recycling an die Küste transportiert.
- > Das Reservoir wird durch Verschließen und Versiegeln der Bohrschächte mit Betonfüllungen in vorgegebenen Tiefen der Bohrschächte gesichert. Die Betonfüllungen verhindern, dass Gase und Flüssigkeiten aus den Bohrschächten in die Meeresumgebung oder andere Schichten des Untergrunds entweichen.

- > Die gesamte Plattform und die Unterwasserbauten werden für alle Kohlenwasserstoffe gespült, demontiert, entfernt und zum Recycling oder zur Wiederverwertung an die Küste transportiert.
- > Danach werden Restkohlenwasserstoffe aus den Rohrleitungen entfernt und an die Küste transportiert. Die Rohrleitungen werden anschließend mit Meerwasser geflutet. Die Rohrleitungen bleiben im Sediment für die Entsorgung vor Ort eingegraben, sofern durch die Behörden genehmigt.

3.5.2 Entfernung der Anlage und der Jacket-Pfeiler

Vor der Entfernung der Topside werden Prozessflüssigkeiten, Brennstoffe und Schmiermittel abgeleitet und zur Entsorgung gemäß den gesetzlichen Vorschriften an die Küste transportiert.

Die Topside und die Jacket werden demontiert, entfernt und zur weiteren Reinigung und für das Recycling oder die Wiederverwendung an die Küste transportiert. Jacket-Pfeiler werden etwa 1-3 Meter unter dem Meeresboden je nach Sedimentbewegung in dem Gebiet abgeschnitten.

Die Topside wird erwartungsgemäß in einem einzigen Hub mit einem Schwerlastschiff oder Jack-Up-Schiff ähnlich wie die Jack-Ups für die Installation von Windenergieanlagen entfernt.

Die Jacket wird erwartungsgemäß als komplette Einheit mit einem Schwerlastschiff entfernt.

Die Entfernung der Strukturen wird Störungen des Fischereibetriebs durch Beschädigungen der Fangrüstung verhindern. Darüber hinaus werden Fangverbote in den Ausschlusszonen aufgehoben.

Einzelheiten zu den zu entfernenden Strukturen sind in *Tabelle 3-13* angegeben.

Tabelle 3-13 Informationen zu den zu entfernenden Anlagen

Informationen zu Anlagen an der Oberfläche						
Art der Anlage	Topside-Anlagen		Jacket			
	Gewicht (Te)	Anzahl der Module	Gewicht (Te)	Anzahl der Beine	Anzahl der Pfeiler	Gewicht der Pfeiler (Te)
Feste große Stahl-Jacket	5109	1	7683	8	16	1393

3.5.3 Zurücklassen der Rohrleitungen und der Jacket-Pfeiler

Die Rohrleitungen werden von Kohlenwasserstoffen befreit und mit Meerwasser geflutet. Stillgelegte Rohrleitungen vor Ort und unter Meeresbodenhöhe zurückgelassene Jacket-Pfeiler werden sich langsam zersetzen und keine wesentliche Auswirkung auf den Meeresboden oder das pelagische oder benthische Ökosystem haben.

Freiliegende Rohrleitung-Abschnitte werden durch Steinaufschüttungen verborgen oder zum Schutz der Schleppnetzfisherei im Sediment eingegraben.

3.5.4 Schneiden der Pfähle

Wenn ein Feld in tieferem Wasser verlassen wird, werden oftmals Abschnitte der Pfeiler aus dem Bohrbetrieb unter den Plattformen angetroffen.

Es werden jedoch wahrscheinlich keine Pfeilerabschnitte in dem relativ seichten Wasser (68 m) bei Hejre zurückbleiben und aus Untersuchungen unterhalb der Oberfläche um die Hejre-Jacket geht hervor, dass sich die Pfeilerabschnitte anscheinend aufgrund der relativ starken Strömungen verstreut haben und aufgrund ihrer Form nicht entfernt werden können.

3.5.5 Emissionen in die Luft

Emissionen in die Luft können durch den Betrieb der Flotte zur Ausführung und Unterstützung der Außerbetriebnahmeaktivitäten als Jack-Up-Bohrplattform, Schwerlastschiff, Standby-Boot und Versorgungsboote nahezu ähnlich wie die Installationsflotte erwartet werden.

Es wird nicht erwartet, dass Emissionen in die Luft eine grenzüberschreitende Auswirkung haben werden.

4 Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen

4.1 Methodologie

4.1.1 Genehmigte Anlagen und Operationen

Das geplante „Hejre-zu-Siri“-Konzept basiert auf einem bereits genehmigten und bewährten Erschließungskonzept. Die dänische Energiebehörde genehmigte 2011 die folgenden Anlagen und Arbeiten im Hejre-Feld:

- > Bau, Betrieb und Außerbetriebnahme einer bemannten Produktions- und Prozessplattform
- > Bau, Betrieb und Außerbetriebnahme möglicher zukünftiger Nebenanlagen (Bohrschachtplattformen, Unterwasser-Bohrschachtanlagen) mit Anbindung an die Produktions- und Prozessplattform
- > Bohren von bis zu 12 Bohrschächten von der Plattform und möglichen Nebenanlagen
- > Anlagen zur Produktion von:
 - > 35.000 BPD teilweise stabilisiertem Öl
 - > ca. 76 MMscfd Gas und
 - > bis zu 10.000 BPD Brauchwasser
- > Bau, Betrieb und Außerbetriebnahme von Rohrleitungen, d. h.
- > ÖlRohrleitung von der Hejre-Plattform zu der Gorm-E-Plattform etwa 90 km südöstlich von Hejre.

- > GasRohrleitung von der Hejre-Plattform zu der Syd-Arne-Nybro-Rohrleitung etwa 24 km nordöstlich von Hejre.
- > Geringfügige Änderungen auf Gorm E

Die Ergebnisse der Auswirkungsbeurteilung dieser Arbeiten werden in DONG E&P A/S (2011) angegeben und nicht weiter in der EIA behandelt, außer für das Verständnis der Beurteilung der Aspekte der neuen Anlagen und betrieblichen Abläufe.

4.1.2 In der Beurteilung sind neue Anlagen und betriebliche Abläufe enthalten

Das „Hejre zu Siri“-Konzept

Das „Hejre-zu-Siri“-Konzept beinhaltet die folgenden Arbeiten und betrieblichen Abläufe, die in der EIA beurteilt werden:

- > Bau und Installation einer neuen effizienten Prozess-Topside mit minimaler Bemannung auf der bestehenden Hejre-Jacket
- > Perforation und Säubern der 3 (drei) bereits gebohrten Bohrschächte
- > Umbauten der Siri-Plattform (d. h. Installation des Kompressor-Ablaufkühlsystems, Gasexports, Zwischenstufenerhitzers und Engstellenbeseitigung bestehender Anlagen)
- > Verlegung und Inbetriebnahme der folgenden neuen Rohrleitungen:
 - > 43 km 12"-Multiphasen-Rohrleitung von Harald WYE zu Siri
 - > 89 km 10"-Gas-ExportRohrleitung von Siri zu dem NOGAT-System
- > Produktion auf der Hejre-Plattform
- > Fortsetzung der Produktion aus dem Siri-Gebiet
- > Außerbetriebnahme der Anlagen, die nicht durch die alte Hejre-EIA abgedeckt sind.

4.1.3 Methodologie für die Bewertung des umweltbezogenen Schweregrads und Risikos

Die umweltbezogene Signifikanz (Schweregrad) und das umweltbezogene Risiko der Auswirkungen des Projekts auf die Umweltrezeptoren wurden anhand der folgenden Methodologie bewertet.

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.

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 die direkt mit dem Bau verbundenen Aktivitäten auftreten können
Regional	Effekte können in der zentralen Nordsee auftreten
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 (sechs) Monate
Mittelfristig	Zwischen 8 Monaten und 5 (fünf) Jahren
Langfristig	Mehr als 5 (fünf) Jahre
Größenordnung	Die Größenordnung von Auswirkungen auf umweltbezogene 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 Prozessen. 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 Merkmal oder der Aspekt wird im Vergleich zu den bestehenden Bedingungen verbessert
Keine Auswirkung	Das beurteilte ökologische Merkmal oder der Aspekt ist nicht betroffen
Unwesentliche Auswirkung	Kleine Größenordnung mit lokalem Umfang und von kurzfristiger Dauer

Geringfügige Auswirkung	<p>1) Kleine Größenordnung mit jeder Kombination anderer Kriterien (außer bei lokalem Umfang und kurzfristiger Dauer, langfristiger Dauer und nationalem oder internationalem Umfang) oder</p> <p>2) Mittlere Größenordnung mit lokalem Umfang und von kurzfristiger Dauer</p>
Moderate Auswirkung	<p>1) Kleine Größenordnung mit nationalem oder internationalem Umfang und von langfristiger Dauer oder</p> <p>2) Mittlere Größenordnung mit jeder Kombination anderer Kriterien (außer bei lokalem Umfang und kurzfristiger Dauer und nationalem Umfang und langfristiger Dauer)</p> <p>3) Große Größenordnung mit lokalem Umfang und von kurzfristiger Dauer</p>
Wesentliche Auswirkung	<p>1) Mittlere Größenordnung mit nationalem oder internationalem Umfang und von langfristiger Dauer;</p> <p>2) Große Größenordnung mit jeder Kombination anderer Kriterien (außer bei lokalem Umfang und kurzfristiger Dauer)</p>

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 Kriterium 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

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.

Tabelle 5-1 zeigt das Ergebnis der Analyse und weist auf die potenziellen grenzüberschreitenden Auswirkungen hin, die im weiteren Verlauf dieses Kapitels ausführlicher beurteilt werden.

Tabelle 5-1 Analyse potenzieller grenzüberschreitender Maßnahmen

Aktivität	Potenzielle Auswirkung	Grenzüberschreitende Bewertung
Umweltauswirkungen von Aktivitäten während der Bauphase		
Anwesenheit des Bohrplatforms	> Auswirkungen auf die Fischerei und Schifffahrt aufgrund von Ausschlusszonen um die Bohrplattformen	> Nur lokale Auswirkung.
Fertigstellung von Bohrschächten	> Die Einleitung von Fertigstellungsflüssigkeiten und -chemikalien kann sich auf die Wasserqualität und die Meeresfauna auswirken. Grüne und	> Mögliche lokale Auswirkung

Aktivität	Potenzielle Auswirkung	Grenzüberschreitende Bewertung
	gelbe Chemikalien werden eingeleitet.	
Prüfung von Rohrleitungen	> Auswirkungen geplanter Einleitungen in das Meer aus der Druckprüfung von Rohrleitungen.	> Mögliche lokale Auswirkung
Abfackeln während der Bohrschachtprüfung und andere betriebliche Abläufe, die zu Emissionen in die Luft führen. Freisetzung von Partikeln durch Rohrverlegerschiffe	> Freisetzung von Partikeln (PM10) und gasförmigen Emissionen (SOx, NOx, VOC, CO, CO ₂ , CH ₄) mit potenziellem Einfluss auf die Luftqualität > Freisetzung von Partikeln (PM ₁₀) und gasförmigen Emissionen (SOx, NOx, VOC, CO, CO ₂ , CH ₄) durch Schiffe mit potenziellem Einfluss auf die Luftqualität	> Nur lokale Auswirkungen
Unbeabsichtigte(s) Auslaufen und Bohrlochausbrüche	> Kann hauptsächlich Vögel, Meeressäuger, Fische und Küsten-Ökosysteme betreffen. Bohrlochausbrüche sind extrem seltene Ereignisse	> Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen können auftreten
Verlegung von Rohrleitungen/Versorgungsleitungen und Installation von Bauten	> Physische Auswirkung auf den Meeresboden und die benthische Fauna durch das Platzieren und die Anwesenheit von Rohrleitungen und Unterwasserbauten > Geräuschbelästigung von Meeressäugern, die zu Vermeidungsverhalten führt	> Nur lokale Auswirkung
Umweltauswirkungen geplanter Aktivitäten während der Bauphase		
Anwesenheit von Bauten Bohrplattform, Plattform und Rohrleitung einschließlich 500-m-Ausschlusszone	> Riffwirkung von Plattformen (positive Auswirkung auf Epifauna und Fische) > Potenzielle Störung von Zugvögeln durch die künstliche Beleuchtung von Plattformen > Störung der Schifffahrt durch Ausschlusszone > Verlust des Zugangs zu Fischgründen aufgrund der Ausschlusszone	> Nur lokale Auswirkung > Nur lokale Auswirkung > Nur lokale Auswirkung > Nur lokale Auswirkung

Aktivität	Potenzielle Auswirkung	Grenzüberschreitende Bewertung
<p>Abwassereinleitungen in das Meer</p> <p>Auswirkungen geplanter Einleitungen in das Meerwasser (Brauchwasser, Produktionschemikalien, Einleitungen aus dem Molchbetrieb).</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Diese Einleitung kann Meeresorganismen und insbesondere pelagische Organismen wie Plankton, Fischeier und Larven betreffen 	<ul style="list-style-type: none"> > Nur lokale Auswirkung
<p>Emissionen</p> <p>Emissionen in die Luft</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Freisetzung von Partikeln und gasartigen Gemischen (SO_x, NO_x, VOC, CO, CO₂, CH₄) durch Generatoren, Kompressoren und andere Maschinen auf der Produktionsplattform und aufgrund von Abfackeln 	<ul style="list-style-type: none"> > Mögliche lokale Auswirkung
<p>Unbeabsichtigtes Auslaufen</p> <p>Bohrlochausbruch</p> <p>Unbeabsichtigtes Auslaufen aus Plattformen und Schiffen</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Extrem seltene Ereignisse. Erfahrungen aus früheren Bohrlochausbrüchen und Öllecks in das Meer haben gezeigt, dass hauptsächlich Vögel, Meeressäuger, Fische und Küsten-Ökosysteme betroffen sein können. > 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
Umweltauswirkungen durch die Außerbetriebnahme		
<p>Abriss des Plattform-Unterbaus</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Auswirkungen von Druckwellen und Unterwassergeräuschen durch den Abriss der Beine der Plattform. Auswirkungen von Explosionen können eine Reichweite von mehreren Kilometern vom Ursprungsort haben, jedoch wird ein Einsatz von Sprengstoffen nicht erwartet. 	<ul style="list-style-type: none"> > Nur lokale Auswirkung.
<p>Entfernung der Plattform und des Unterbaus</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Entfernung des künstlichen Riffs 	<ul style="list-style-type: none"> > Nur lokale Auswirkung

6 Umweltbeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens von Öl und Chemikalien

Versehentliches Auslaufen kann zu grenzüberschreitenden Auswirkungen führen. Diese werden in den folgenden Abschnitten beurteilt.

Unbeabsichtigtes Auslaufen kann Folgendes umfassen:

- > Auslaufen von Öl und Gasemissionen während eines unbeabsichtigten Bohrlochausbruchs auf Hejre. Dies kann während der Bau- und Betriebsphase auftreten
- > Unbeabsichtigtes Auslaufen durch den Bruch von Rohrleitungen

Bohrlochausbrüche und Brüche von Rohrleitungen, die zu einer Einleitung und Dispersion von Öl führen, sind extrem seltene Ereignisse. Jedoch können die Umweltauswirkungen im Fall eines Bohrlochausbruchs und Bruchs 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 durch einen Bohrlochausbruch

Das Worst-Case-Szenario im Hinblick auf ein unbeabsichtigtes Auslaufen von Öl ist ein unkontrollierter Bohrlochausbruch während der Produktion und des kabelgebundenen Betriebs von der Oberfläche.

Ein Bohrlochausbruch ist eine unkontrollierte Freisetzung von Rohöl und/oder Erdgas aus einem Bohrloch nach einem Versagen der Druckmindersysteme. Die Wahrscheinlichkeit eines Bohrlochausbruchs ist sehr gering. Dennoch kann ein solcher Bohrlochausbruch weitreichende und schwerwiegende Auswirkungen auf die Meeresumgebung haben.

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 Hejre 9×10^{-6} pro Jahr beträgt (INEOS Oil & Gas 2019).

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 ein sogenannter Entlastungsschacht 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 Effekt von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Öl

Während eines Bohrlochausbruchs wird das Öl mit der Oberflächenströmung 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 Küstenhabitats und -spezies betreffen. Die schwerwiegendsten Auswirkungen auslaufenden Öls werden im Allgemeinen auftreten, wenn der Ölteppich Meeresvogelkolonien oder Küstengewässer oder Küstenlinien erreicht.

6.1.3 Methodologie

DNV GL Norway führte eine Simulation des Auslaufens von Öl bei einem Topside-Bohrlochausbruch auf Hejre 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 zu den Ölleckszenarien sind in Anhang A der EIA angegeben.

Der simulierte Bohrlochausbruch repräsentiert eine Variation von 3 Freisetzungsraten und 4 Dauerkombinationen mit einer individuellen Verteilung

Die Wahrscheinlichkeit eines Bohrlochausbruchs ist extrem gering. Darüber hinaus wird die Dauer im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs in den meisten Fällen kurzfristig sein (<15 Tage), während die Wahrscheinlichkeit eines langfristigen Bohrlochausbruchs von 100 Tagen nur 6,5 % beträgt. Ein langfristiger Bohrlochausbruch (100 Tage) ist die erwartete Dauer für die Mobilisierung eines Bohrlochausbruchs und das Bohren eines Entlastungsschachts.

Tabelle 6-1 Driftsimulationsmatrix für auslaufendes Öl. Freisetzungsraten sowie die Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Freisetzungsraten auf der Grundlage

*von Informationen von Lloyds (2019) und Bohrlochausbruch-Statistiken
(für weitere Informationen wird auf Anhang A verwiesen).*

Szenario-Varianten			
Freisetzungsraten (Sm ³ /Tag)	2077	2525	7328
Wahrscheinlichkeitsverteilung (%)	34	33	33
Anzahl der Simulationen (Kurven/Jahr)	36	24	12

Tabelle 6-2 Driftsimulationsmatrix für auslaufendes Öl. Freisetzungsdauer sowie die Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Freisetzungsdauern auf der Grundlage von Informationen von Lloyds (2019) und Bohrlochausbruch-Statistiken (für weitere Informationen wird auf Anhang A verwiesen).

Szenario-Varianten				
Freisetzungsdauer (Tage)	2	15	35	100
Wahrscheinlichkeitsverteilung (%)	52,7	35,2	5,6	6,5

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 (siehe Anzahl der Simulationsereignisse in Tabelle 6-1).

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.

Im folgenden Abschnitt werden die Modellergebnisse im Verhältnis zu den potenziellen Auswirkungen auf Nature-2000-Habitats und -Spezies sowie die in Anhang IV angegebenen Spezies beurteilt.

6.1.4 Simulierte Dispersion von Öl während eines uneingedämmten Bohrlochausbruchs

Ausbreitung von Öl

Abbildung 6-1 zeigt die simulierte stochastische Wahrscheinlichkeit, dass die Meeresoberfläche in Gitterzellen von 10 x 10 km von mehr als 1 Tonne während März-August und September-Februar auf Hejre freigesetztem Öl getroffen werden könnte.

Es zeigt sich, dass das während des Bohrlochausbruchs freigesetzte Öl mit der vorherrschenden Strömung nach Nordosten transportiert wird, aber auch in Richtung des Vereinigten Königreichs sowie in deutsche und niederländische Gewässer einschließlich Natura-2000-Gebieten (SAC) transportiert werden kann.

Abbildung 6-2 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, unterhalb der Nachweisgrenze von 4 Tonnen pro 100 km² (0,04 µm Dicke) liegt.

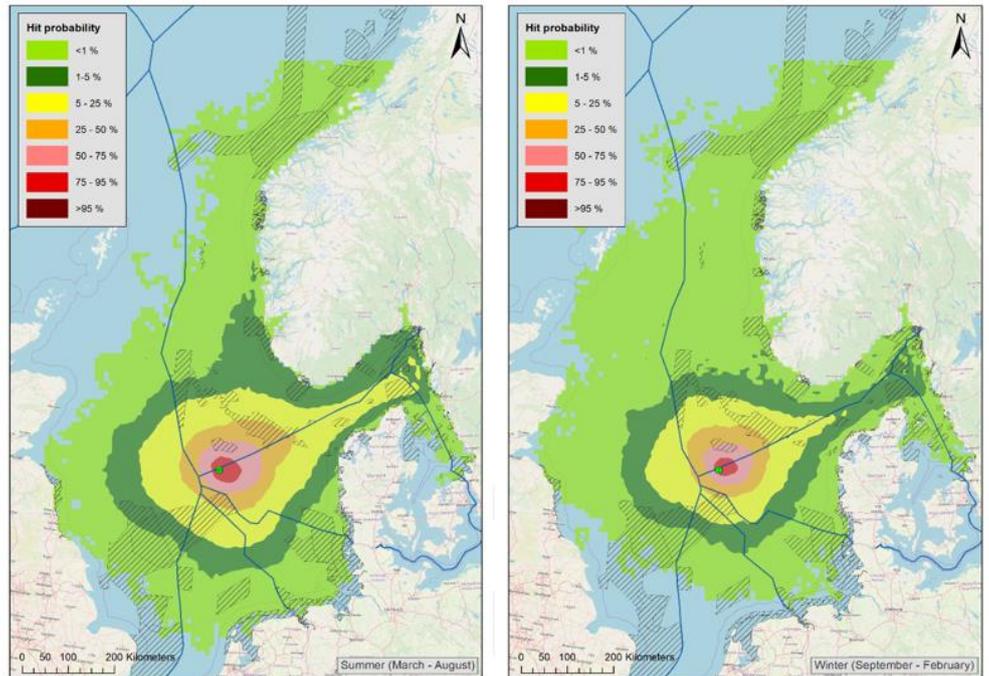


Abbildung 6-1 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs auf Hejre während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die simulierte Wahrscheinlichkeit, dass die Meeresoberfläche in Gitterzellen von 10 x 10 km von mehr als 1 Tonne auf Hejre freigesetztem Öl getroffen werden könnte. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

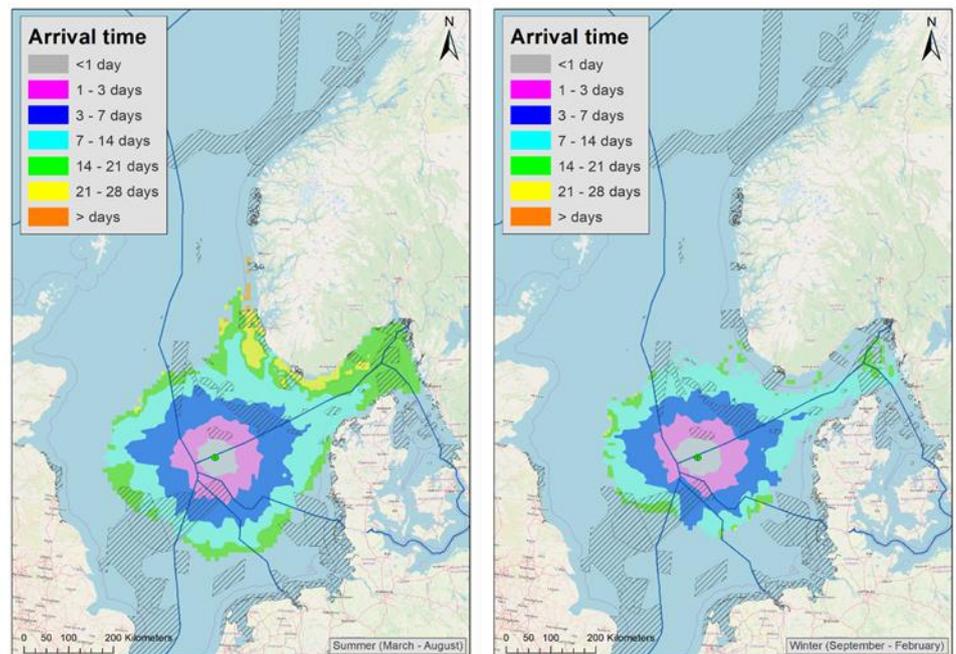


Abbildung 6-2 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs auf Hejre während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die saisonale Auflösung der Ankunftszeiten (seit dem Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs auf Gitterzellen von 10 x 10 km; die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

Die saisonale Auflösung der Ölmasse innerhalb des Einflussbereichs ist in Abbildung 6-3 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass während des Sommers bis zu 50 Tonnen Öl auf 100 km² im nordöstlichen Teil des nächstgelegenen SAC und bis zu 25 Tonnen auf 100 km² im Winter auftreten können.

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).

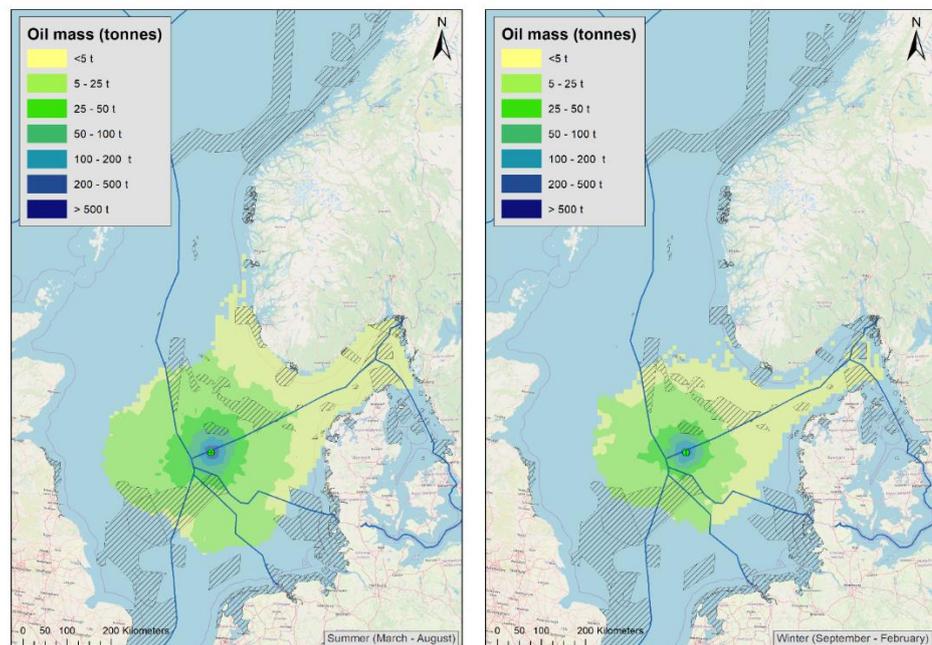


Abbildung 6-3 Saisonale Auflösung der Ölmasse innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km; Sommer links und Winter rechts, einschließlich Meeresschutzgebiete, SVO-Gebiete und Landesgrenzlinien.

Tabelle 6-3 Stufen des Ölauftretens unterschieden nach dem Bonn-Übereinkommen (2016).

Code	Beschreibung -- Auftreten	Schichtdicke (µm)	Tonnen pro 100 km ²
1	Silber/grau	0,04 - 0,30	4 - 30
2	Regenbogen	0,30 - 5,0	30 - 500
3	Metallisch	5,0 - 50	500 - 5.000
4	Unterbrochene tatsächliche Ölfarbe	50 - 200	5.000 - 20.000
5	Durchgehende tatsächliche Ölfarbe	> 200	> 20.000

6.1.5 Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Öl auf Meeresvögel

Es ist ausreichend dokumentiert, dass Meeresvögel extrem anfällig für auslaufendes Öl sind und bei einer Ölkatastrophe in Gebieten mit Meeresvogelkolonien oftmals Meeresvögel in großer Zahl getötet werden. Meeresvögel 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 Meeresvögel sterben normalerweise an Unterkühlung oder Hunger oder ertrinken. Selbst sehr kleine Ölflecke können insbesondere im Winter tödlich sein. Dies gefährdet hauptsächlich Meeresvögel, die sich über einen längeren Zeitraum auf der Meeresoberfläche aufhalten, kann aber auch alle anderen Arten von Meeresvögeln betreffen (Trosi et al 2016). Der Schwellenwert, ab dem die Emulsionsdicke als schädlich für Vögel gilt, beträgt 1 µm (etwa 100 t auf 10 x 10 km, *Tabelle 6-3*) (French-McCay 2009) (etwa 100 t auf 10 x 10 km, *Tabelle 6-1* und *Tabelle 6-2*). 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 auf Hejre wird das Öl höchstwahrscheinlich mit den vorherrschenden Strömungen nach Nordosten transportiert und passiert international bedeutende Vogelschutzgebiete im norwegischen Teil der Nordsee. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieses Gebiet von einem Bohrlochausbruch betroffen wird, ist extrem gering. Im unwahrscheinlichen Fall eines langfristigen ungeminderten Bohrlochausbruchs ist die Wahrscheinlichkeit, dass das Gebiet betroffen wird, hoch (d. h. 50-75 % im östlichen Teil des Gebiets und abnehmend bis auf 25-50 % in größerer Entfernung). Die Driftzeit zu diesen Gebieten beträgt 1-3 Tage bzw. 3-7 Tage (*Abbildung 6-1* und *Abbildung 6-2*). 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 Wale, French-McCay 2009) (10 µm entspricht etwa 1000 t Öl pro 10 x 10 km (*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 auf Hejre 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 (Geelhoed et al 2014). 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).

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 Oberflächenströmung 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 Ölkonzentrationen 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 E&P 2015).

Für Öl in der Wassersäule zeigt die Simulation, dass Konzentrationen von mehr als 25 ppb auf ein winziges Gebiet um Hejre begrenzt sind, was einen vernachlässigbaren Anteil der gesamten Laichgebiete der Fische in der Nordsee darstellt (Abbildung 6-4). Darüber hinaus werden die wichtigen Aufwuchsgebiete für Larven von Kabeljau, Franzosendorsch, norwegischem Dorsch, Schellfisch und Sandaal in der produktiven hydrographischen Grenze des nordöstlichen Teils der Nordsee nicht von einem Bohrlochausbruch betroffen sein. Es wird daher festgestellt, dass ein Bohrlochausbruch auf Hejre die Menge der Fischeier und Larven in der Nordsee nicht wesentlich beeinträchtigen wird.

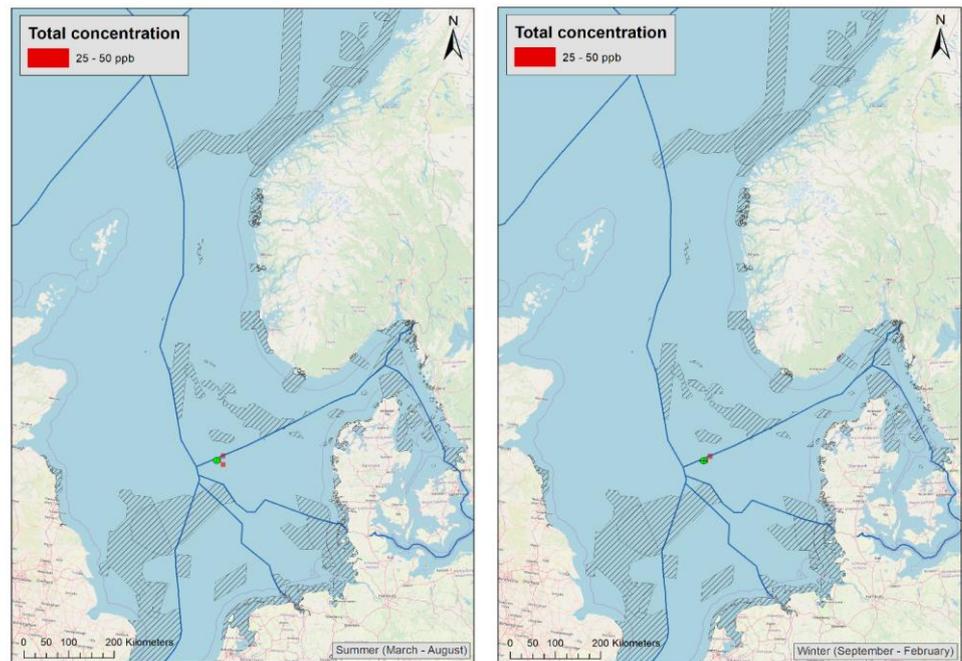


Abbildung 6-4 Ergebnis der Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs auf Hejre während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die saisonale Auflösung der gesamten Konzentration gelöster Ölkomponten innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km. Öl in der Wassersäule liegt nur in den eingefärbten Quadraten innerhalb der Nachweisgrenze (>25 ppm). Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

6.1.8 Auswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs angelandetem Öl

Die Simulation zeigt, dass das Risiko eines Anlandens von Öl an den Küsten vernachlässigbar ist. Die Wahrscheinlichkeit beträgt weniger als 1 %, siehe Abbildung 6-5. In einigen Bereichen und insbesondere entlang der norwegischen Küste wurde jedoch eine Wahrscheinlichkeit von 1-5 % berechnet. Die Simulation zeigt, dass die Driftzeit zur Küste in diesen Gebieten mindestens 14 bis 28 Tage beträgt.

Der Grund für das geringe Anlanderisiko ist, dass die Ölkomponten einer Vielzahl unterschiedlicher Prozesse einschließlich Verdunstung, Dispersion, Emulgation, Lösung, Oxidation, Sedimentation und biologischem Abbau ausgesetzt sind, bevor sie die Küste erreichen.

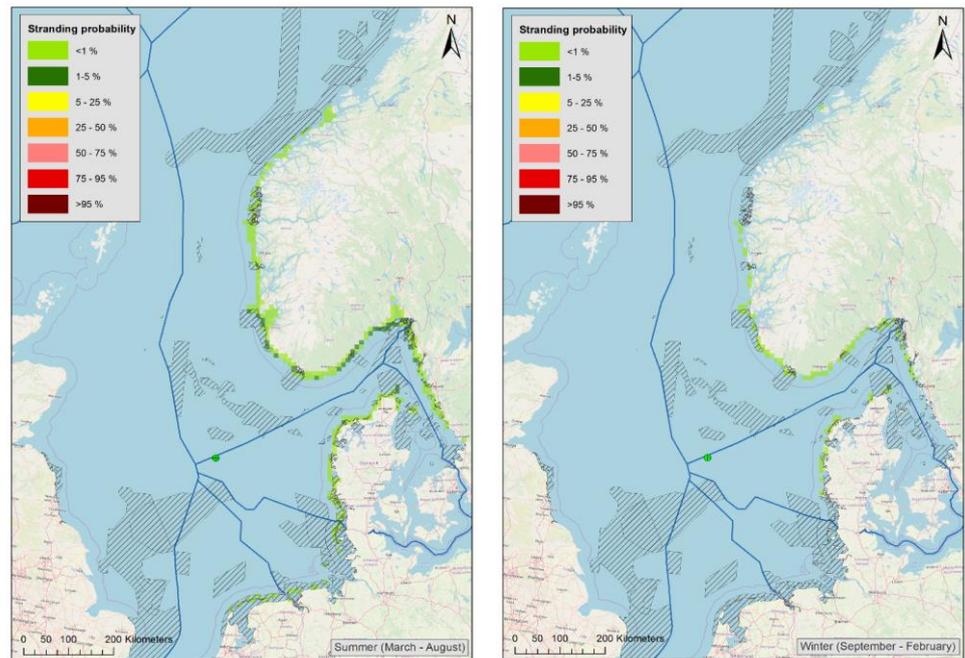


Abbildung 6-5 Ergebnis der Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Bohrlochausbruchs auf Hejre während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die saisonale Auflösung der Wahrscheinlichkeit des Anlandens von Öl an der Küste in Gitterzellen von 10 x 10 km. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

Im unwahrscheinlichen Fall des Anlandens von Öl an der Küste wird dies wahrscheinlich in Form von Teerklumpen erfolgen, die erheblich weniger schädlich als frisches Öl sind, da sie nicht länger klebrig oder giftig sind. Die flüchtigsten Komponenten sind verdunstet und die Emulgation und Dispersion nach einer Woche nahezu abgeschlossen, sodass nur die schwer abbaubaren Ölkomponenten übrig bleiben, die durch Einfluss der Wellen Teerklumpen bilden können.

6.1.9 Auswirkungen auf norwegische SVO

Die Simulation zeigt, dass norwegische SVO im Fall eines ungeminderten Bohrlochausbruchs von Öl betroffen sein können (Abbildung 6-1 und Abbildung 6-2), d. h.:

- > Es besteht eine Wahrscheinlichkeit von 25-50 %, dass das SVO „Makrellfelt“ - ein Laichgebiet für Makrelen zwischen Mai und Juli - von Öl getroffen wird. Die berechnete Driftzeit ab Hejre beträgt 1-3 Tage.
- > Das Sandaalfeld im Süden kann ebenfalls getroffen werden (Wahrscheinlichkeit 5-25 %, 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 weniger als 25 ppb und damit unter den für Fischeier und Larven schädlichen Konzentrationen liegt (siehe 6.1.7), sodass das Laichen in diesem Gebiet nicht gefährdet ist.

Andererseits besteht ein Risiko, dass Vögel im südlichen Sandaalfeld verölen und getötet werden (siehe 6.1.5).

6.1.10 Grenzüberschreitende Auswirkungen auf SAC (Natura-2000-Gebiete)

Beurteilungen der Auswirkungen einer Ölfreisetzung während eines Bohrlochausbruchs auf SAC (Natura-2000-Gebiete) wurden im Umweltbeurteilungsbericht Hejre SELECT – Nachtrag zur vorherigen Hejre EIA (HESI-COWI-Z-RA-00001) - vorgenommen.

Diese Beurteilung wird im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

Auswirkungen auf deutsche, niederländische und britische Natura-2000-Gebiete südlich von Hejre

Im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs können die deutschen, niederländischen und britischen Natura-2000-Gebiete (SAC) südlich von Hejre von einem ungeminderten Auslaufen betroffen sein. Dies gilt insbesondere für das deutsche Gebiet (siehe Tabelle 6-4):

- > Es besteht eine Wahrscheinlichkeit von 25-50 %, dass das Öl die deutsche DE 1003301 *Doggerbank* im März-August trifft und die Driftzeit des Öls zu diesem Gebiet beträgt 1-3 Tage. Zwischen September und Februar ist die Wahrscheinlichkeit geringer (5-25 %) und die Driftzeit beträgt ebenfalls 1-3 Tage.
- > Die Wahrscheinlichkeit, dass die niederländische NL 2008001 *Doggerbank* getroffen werden kann, beträgt für beide Jahreszeiten 5-25 % mit einer Driftzeit von 1-3 Tagen zwischen März und August und 3-7 Tagen zwischen September und Februar.
- > Die Wahrscheinlichkeit, dass das britische SAC UK0030352 *Doggerbank* getroffen wird, beträgt zwischen März und August 5-25 % bei einer Driftzeit zu diesem Gebiet von 3-7 Tagen. Zwischen September und Februar beträgt die Wahrscheinlichkeit nur 1-5 % und die Driftzeit 7-14 Tage.

Tabelle 6-4 Ergebnisse der OSCAR-Öllecksimulation eines ungeminderten Auslaufens von Öl nach einem Bohrlochausbruch auf Hejre Wahrscheinlichkeiten, dass die deutschen, niederländischen und britischen Natura-2000-Gebiete (SAC) südlich von Hejre von Öl getroffen werden, und Driftzeit des Öls zu dem Gebiet (die simulierte Driftzeit ist in Abbildung 6-1 angegeben).

Jahreszeit	Gebiet	Wahrscheinlichkeit, dass das Gebiet von Öl getroffen wird	Driftzeit ab dem Bohrlochausbruch zu dem Gebiet
März bis August	DE 1003301 Doggerbank	25-50 %	1-3 Tage
	NL 2008001 Doggerbank	5-25 %	1-3 Tage
	UK0030352 Doggerbank	5-25 %	3-7 Tage
September bis Februar	DE 1003301 Doggerbank	5-25 %	1-3 Tage
	NL 2008001 Doggerbank	5-25 %	3-7 Tage
	UK0030352 Doggerbank	1-5 %	7-14 Tage

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

Auswirkungen auf Schweinswale

Wie oben beschrieben, können die Auswirkungen auf Schweinswale hauptsächlich durch giftige Dämpfe aus dem Ölteppich auf der Oberfläche verursacht werden.

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne Schweinswale in der zentralen Nordsee (einschließlich Tiere in den deutschen, niederländischen und britischen Natura-2000-Gebieten (SAC)) im Fall eines Bohrlochausbruchs von Öl betroffen werden. Das Risiko, dass einzelne Tiere betroffen werden, ist jedoch vernachlässigbar und es ist unwahrscheinlich, dass eine potenzielle Ölverschmutzung durch einen Bohrlochausbruch eine wesentliche Auswirkung auf die Populationsgrößen der Schweinswale in dem Gebiet haben wird.

Auswirkungen auf Seehunde

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Seehunde in den deutschen, niederländischen und britischen 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

Öl kann in Plankton enthalten sein oder sich mit maritimem Schnee verbinden und sich so 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. Da das Risiko eines Bohrlochausbruchs jedoch extrem gering ist und 60 % des Öls zum Zeitpunkt des Eintreffens in dem Gebiet verdunstet sein werden, ist das Risiko vernachlässigbar.

Schlussfolgerung

Es wird festgestellt, dass die „Hejre-zu-Siri“-Erschließung 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 wird. Darüber hinaus wird die Erschließung 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 vorhanden sind.
- > Der Ölteppich wird in einem relativ schmalen Band in Richtung der Oberflächenströmung transportiert.
- > Der Notfallmaßnahmenplan für auslaufendes Öl von INEOS Oil & Gas Denmark wird aktiviert und das Auslaufen des Öls wird bekämpft, sodass die Ausbreitung des Öls reduziert und die Auswirkungen des Auslaufens gemindert werden.

6.2 Umweltauswirkungen von während eines Bohrlochausbruchs freigesetztem Gas

Im unwahrscheinlichen Fall eines Bohrlochausbruchs auf Hejre 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 6-5).

Auch wenn ein Gas-Bohrlochausbruch kleinere Umweltauswirkungen als Öl-Bohrlochausbrüche hat, kann Gas ein ernsthaftes Sicherheitsrisiko für das Personal auf dem Bohrplattform, der Plattform und den Schiffen darstellen. Wenn sich das Gas entzündet und Brände oder Explosionen verursacht, werden

Anlagen und Geräte beschädigt, und wenn das Personal nicht rechtzeitig evakuiert wird, kann es zu schweren oder tödlichen Verletzungen kommen. Dieses Risiko ist jedoch aufgrund der technischen Sicherheitsfunktionen auf der Plattform, die einen Bohrlochausbruch verhindern, gering. In einem unwahrscheinlichen Fall werden die bestehenden Notfallmaßnahmen einschließlich der Evakuierung des Personals von der Plattform das Risiko noch weiter minimieren.

Tabelle 6-5 Feld- und Laborstudien zu den Auswirkungen von Methangas auf die Meeresumgebung.

Studie	Beobachtungen	Bezugsdokumente
Feldstudie in Verbindung mit einem Gas-Bohrlochausbruch an Bohrplattformen 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>	Glabrybvod 1983 AzNIRKH 1986
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	48h LC ₅₀ für Fische = 1-3 mg/l 96h LC ₅₀ für Zooplankton = 5,5 mg/l	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

Studie	Beobachtungen	Bezugsdokument
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 von Rohrleitungbrüchen

Rohrleitungbrüche können aufgrund von Korrosion oder Beschädigung durch Fischdampfer auftreten. Das Risiko des Auslaufens großer Mengen an Öl oder Gas im Fall eines Bruchs ist jedoch gering.

Der Rohrleitungsdruck wird auf der Produktionsplattform kontinuierlich überwacht. Im Fall eines Druckabfalls schließt das System. Darüber hinaus wird jedes Auslaufen entsprechend dem Notfallmaßnahmenplan für Öllecks für die Offshore-Betriebe von INEOS Oil & Gas Denmark behandelt.

6.3.1 Simulierte Dispersion von Öl während eines Rohrleitung-Bruchs

Ausbreitung von Öl

Das unwahrscheinliche Ereignis einer Unterwasserleckage durch den Bruch der längsten Rohrleitung wurde simuliert (HESI-DNVI-S-RA-00002). Abbildung zeigt die simulierte Wahrscheinlichkeit, dass eine Leckage durch einen Rohrleitung-Bruch von ≥ 1 % von 1 Tonne Öl pro Gitterzelle von 10 x 10 km von März bis August bzw. September bis Februar getroffen wird.

Es zeigt sich, dass das während des Rohrleitung-Bruchs freigesetzte Öl mit der vorherrschenden Strömung in Richtung des nordöstlichen Teils des norwegischen und dänischen Teils der Nordsee transportiert wird. Im unwahrscheinlichen Fall eines ungeminderten Rohrleitung-Bruchs beträgt die Trefferwahrscheinlichkeit in dänischen Gewässern mehr als 94 % in der unmittelbaren Umgebung der Leckstelle. In norwegischen Gewässern beträgt die Trefferwahrscheinlichkeit 75-95 % im Sommer und 50-75 % im Winter. Für alle Nachbarländer einschließlich Natura-2000-Gebiete (SAC) beträgt die Trefferwahrscheinlichkeit 0-50 %. Die Simulation zeigt, dass das Risiko eines Anlandens von Öl an der Küste selbst bei einem ungeminderten Austreten 0 % beträgt. Dies bedeutet, dass kein Öl in Küstenregionen wie dem Wattenmeer in Deutschland, der Westküste von Jütland oder der norwegischen Küste anlandet.

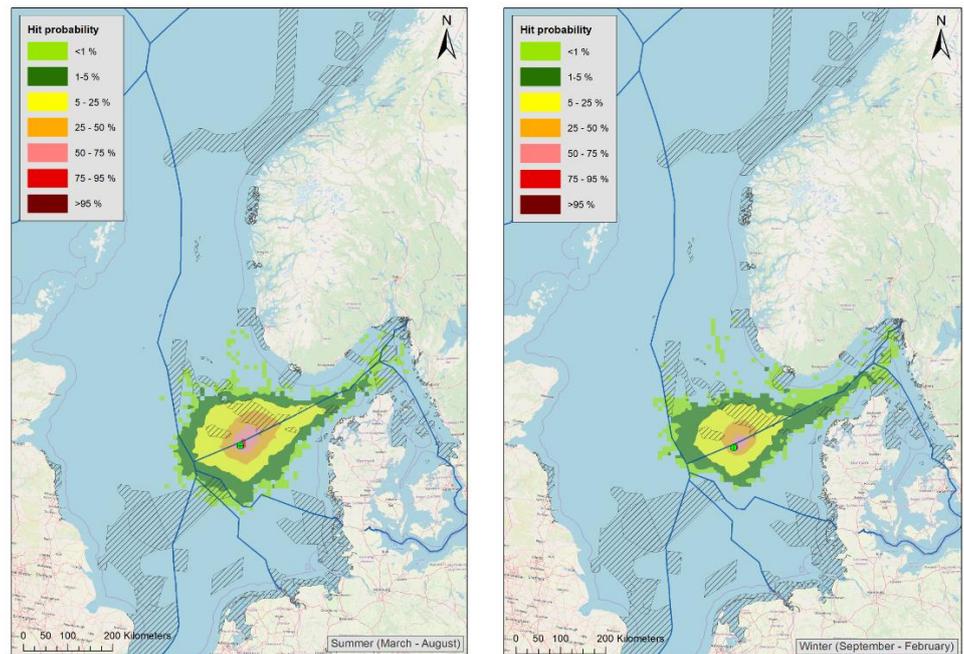


Abbildung 6-6 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Oberflächenfreisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Rohrleitung-Bruchs auf Siri während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die simulierte Wahrscheinlichkeit, dass die Meeresoberfläche in Gitterzellen von 10 x 10 km von mehr als 1 Tonne Öl getroffen wird. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

Abbildung 6-7 zeigt die saisonale Auflösung der Ankunftszeiten ab dem Rohrleitung-Bruch innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km (Driftzeit).

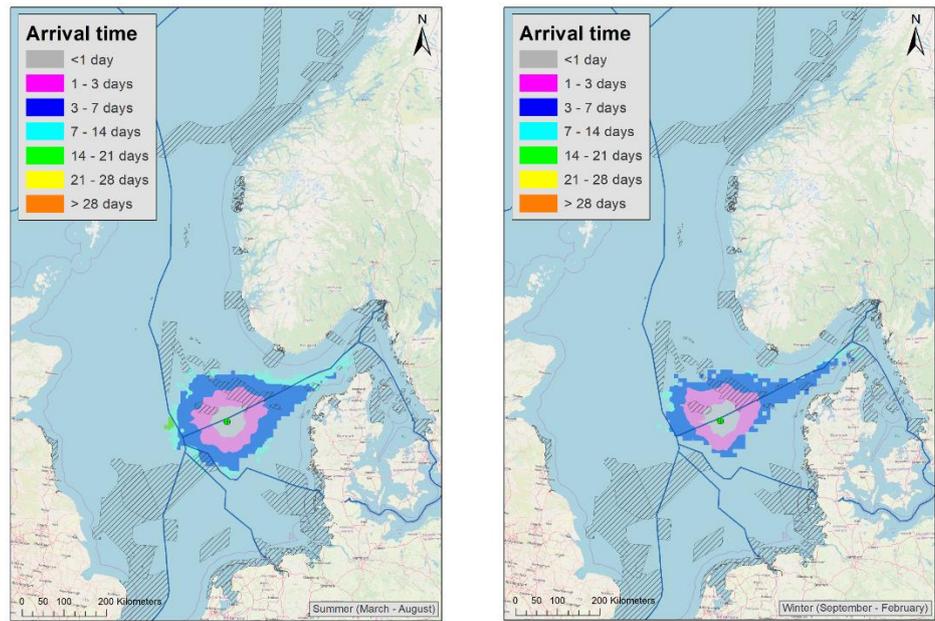


Abbildung 6-7 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Freisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines Rohrleitung-Bruchs der „Hejre-zu-Siri“-Erschließung während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die Abbildungen zeigen die kürzesten Ankunftszeiten (seit Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

Abbildung 6-8 Die Abbildung zeigt, dass während des Sommers weniger als 5 Tonnen Öl auf 100 km² im nordöstlichen Teil des nächstgelegenen SAC und kein erkennbares Öl im Winter auftreten.

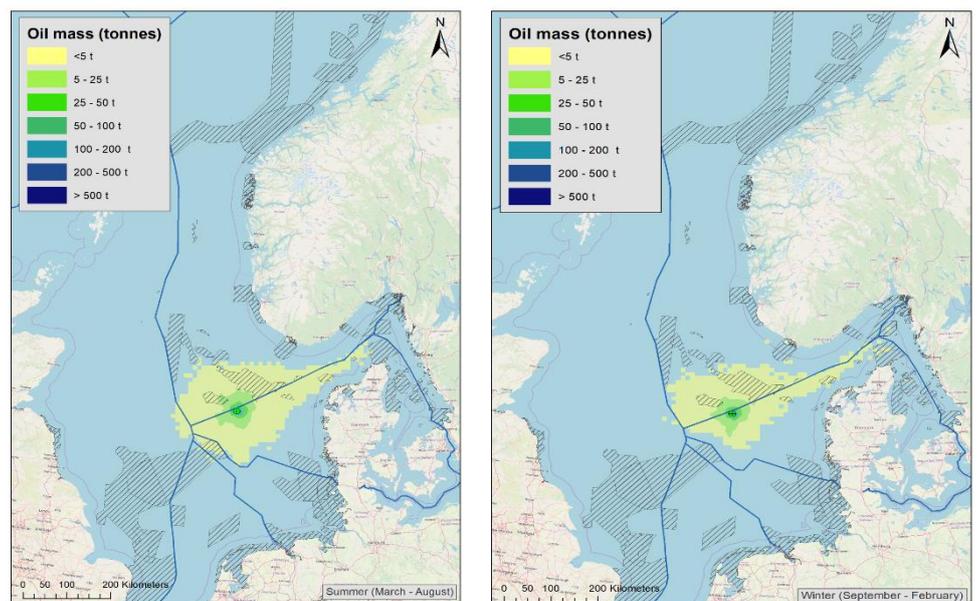


Abbildung 6-8 Saisonale Ölmasse innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km während eines Rohrleitung-Bruchs der „Hejre-zu-Siri“-

Erschließung während März-August (links) und September-Februar (rechts). Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

6.3.2 Auswirkung von Öl auf Meeresvögel während eines Rohrleitung-Bruchs

Wie bereits in Abschnitt 6.1.5 erwähnt, sind Vögel sehr anfällig für ausgelaufenes Öl und werden oftmals getötet, wenn sie sich innerhalb eines von auslaufendem Öl betroffenen Gebiets befinden. Ausgelaufenes Öl aus einem Rohrleitung-Bruch betrifft ein sehr viel kleineres Gebiet als ein Öl-Bohrlochausbruch (grünes Gebiet in Abbildung 6-8). Im unwahrscheinlichen Fall eines ungeminderten Rohrleitung-Bruchs werden Meeresvögel in der Nähe der Rohrleitung betroffen. Das Öl wird mit der Strömung in Richtung der international bedeutenden Vogelschutzgebiete im norwegischen Teil der Nordsee transportiert. Der größte Teil des Öls wird jedoch zum Zeitpunkt der Ankunft bereits verdunstet sein und die Dicke des Ölteppichs wird höchstwahrscheinlich so gering sein, dass die Vögel überleben werden.

Meereshabitate vor und entlang der norwegischen, schwedischen, deutschen, niederländischen und britischen Küsten werden von einem Rohrleitung-Bruch nicht betroffen sein.

6.3.3 Auswirkung von Öl auf Meeressäuger während eines Rohrleitung-Bruchs

Die Simulation zeigt, dass Öl aus einem Rohrleitung-Bruch Bereiche treffen könnte, in denen sich möglicherweise Schweinswale, Kegelrobben oder Seehunde aufhalten. Da der Einflussbereich jedoch auf eine relativ kleine Fläche in der Umgebung der Rohrleitung beschränkt ist und Meeressäuger im Allgemeinen widerstandsfähig gegen auslaufendes Öl sind (der Schwellenwert beträgt etwa 10 µm für Seehunde und 100 µm für Wale, French-McCay 2009), wird nur ein kleiner Teil der Nordsee-Population der Wale und Robben erwartungsgemäß negativ beeinträchtigt. Auf dieser Grundlage wird geschätzt, dass die Auswirkung eines ungeminderten Öllecks aus einem Rohrleitung-Bruch auf Seehunde und Robben vernachlässigbar ist. Die Auswirkung eines Öllecks auf Meeressäuger wird ausführlicher in Abschnitt 6.1.6 beschrieben.

6.3.4 Auswirkungen auf Fischeier und Larven durch die Freisetzung von Öl während eines Rohrleitung-Bruchs

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 THC-Konzentration festgelegt, ab der Fischeier und Larven und andere empfindliche Meereslebensformen von Ölkonzentrationen betroffen sind (siehe auch Abschnitt 6.1.7). Die THC-Konzentration übersteigt nicht 25 ppb bei einer Gitterzellenauflösung von 10 x 10 km, sodass Fischeier

und Larven erwartungsgemäß während eines Rohrleitung-Bruchs nicht von Öl betroffen sind.

Abbildung 6-9 zeigt die Wahrscheinlichkeit des Anlandens von während eines Rohrleitung-Bruchs austretendem Öl. Die Berechnungen zeigen, dass im Sommer keine Anlandewahrscheinlichkeit besteht. Im Winter beträgt die Anlandewahrscheinlichkeit an der norwegischen Südküste weniger als 1 %. In anderen Gebieten besteht keine Anlandewahrscheinlichkeit.

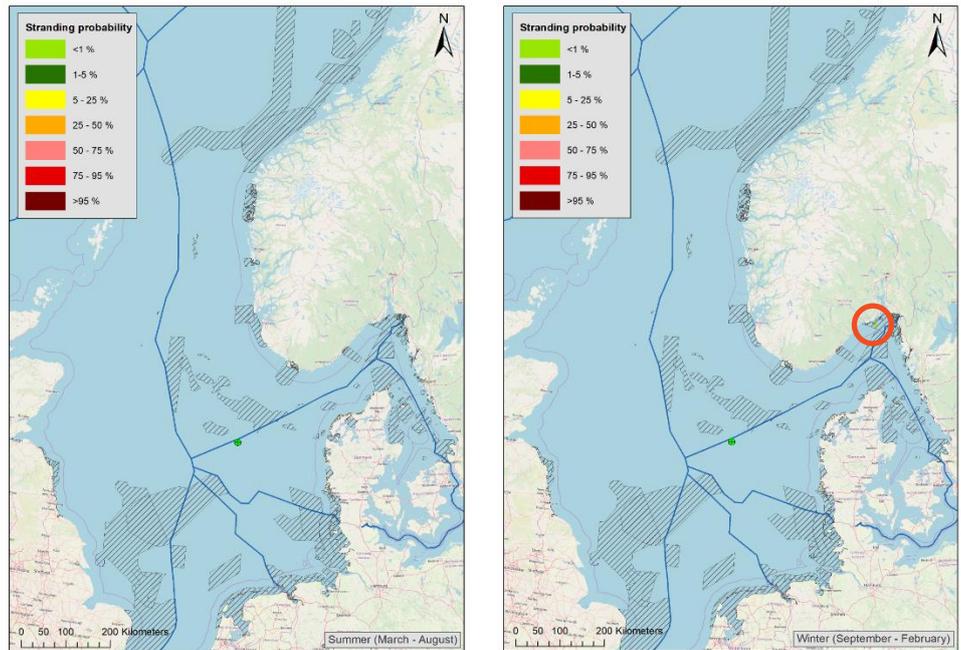


Abbildung 6-9 Ergebnis der stochastischen Öllecksimulation einer ungeminderten Freisetzung von Öl im ungünstigsten Fall während eines vollständigen Rohrleitung-Bruchs der „Hejre-zu-Siri“-Erschließung während März-August (links) und September-Februar (rechts). Es besteht eine Anlandewahrscheinlichkeit von weniger als 1 % in Norwegen (hellgrünes Gebiet im roten Kreis). Die Abbildung zeigt die kürzesten Ankunftszeiten (seit Beginn der Freisetzung) innerhalb des Einflussbereichs in Gitterzellen von 10 x 10 km. Die schraffierten Flächen zeigen Natura-2000-Gebiete (SAC) in Hoheitsgewässern von EU-Ländern und SVO-Gebiete (wertvolle und gefährdete Bereiche) in norwegischen Gewässern.

6.3.5 Auswirkung auf norwegische SVO

Die Simulation zeigt, dass norwegische SVO im Fall eines ungeminderten Rohrleitung-Bruchs von Öl betroffen sein können (Abbildung 6-1 und Abbildung 6-2), d. h.:

- > Das südliche Sandaalfeld kann von Öl aus einem Rohrleitung-Bruch getroffen werden. Die Trefferwahrscheinlichkeit wurde auf 25-50 % im Sommer geschätzt; Driftzeit <1 Tag. 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 weniger als 25 ppb und damit unter den für Fischeier und Larven schädlichen Konzentrationen liegt (siehe 6.1.7), sodass das Laichen in diesem Gebiet nicht gefährdet ist.

- > Das SVO „Makrellfelt“ - ein Laichgebiet für Makrelen von Mai bis Juli - hat keine Trefferwahrscheinlichkeit.

6.3.6 Auswirkungen auf SAC (Natura-2000-Gebiete)

Die Simulation des Ölauslaufens bei einem Rohrleitung-Bruch zeigt, dass es sehr unwahrscheinlich ist, dass Natura-2000-Gebiete von Öl getroffen werden. Die Trefferwahrscheinlichkeit innerhalb des deutschen SAC DE 1003301 Doggerbank beträgt daher <1 %. DE 1003301 ist ausgewiesen, um Sandbänke, Riffe und verschiedene Arten von Fischen und Meeressäugern zu schützen (siehe weitere Beschreibung in Abschnitt 6.1.10). Für SAC in den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich besteht keine Trefferwahrscheinlichkeit. Basierend auf den geringen Trefferwahrscheinlichkeiten in den benachbarten SAC wird geschätzt, dass dieser Rohrleitung-Bruch keine wesentliche Auswirkung auf die Grundlage der Ausweisung dieser Gebiete haben wird.

6.4 Notfallmaßnahmenplan gegen auslaufendes Öl

Die Simulation und die oben beschriebenen Beurteilungen basieren auf der Annahme, dass alle Sicherheitssysteme auf der Plattform versagen und keine Maßnahmen zur Bekämpfung der Ölleckage getroffen werden. Im Fall eines unkontrollierten Bohrlochausbruchs oder anderer Arten des Auslaufens wird der Notfallmaßnahmenplan für Ölleckagen von INEOS Oil & Gas Denmark aktiviert und die Auswirkungen des Auslaufens wesentlich mindern (INEOS Oil & Gas 2019).

INEOS Oil & Gas Denmark hat eine rechtlich bindende Kooperationsvereinbarung mit *Total* E&P Denmark und *Hess* Denmark zur gegenseitigen Unterstützung im Fall eines Ölauslaufens aus den Produktionsanlagen eines der Betreiber geschlossen. Diese Vereinbarung stellt sicher, dass vier containerisierte Ölschnellsammelsysteme von DESMI (Hersteller von Pumpen und Systemen) für die Eindämmung und Aufnahme des ausgelaufenen Öls je nach Größenordnung der ausgelaufenen Menge zur Verfügung stehen. Im Fall eines Bohrlochausbruchs werden weitere Ressourcen zur Eindämmung der Ölleckage von Oil Spill Response Ltd (OSRL) bereitgestellt.

In Dänemark besteht die bevorzugte Maßnahmenstrategie in der Eindämmung und dem Bergen des ausgelaufenen Öls. Vorbehaltlich einer Genehmigung durch die DEPA in jedem Einzelfall können Dispersionsmittel gesprüht werden. Einzelheiten zu der spezifischen für die bevorzugte Maßnahmenstrategie (mechanische Eindämmung und Bergung) verfügbaren Ausrüstung für die dreistufigen Maßnahmen sind in Tabelle 6-6 beschrieben.

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

Stufe	Eigenschaften der Ölleckage	Ressourcen für jede Stufe
Stufe 1	<p>Ölleckagen der Stufe 1 sind wahrscheinlich klein und betreffen einen lokalen Bereich. Die Leckage kann mit den vorab bereitgestellten Schiffsressourcen von Oil & Gas Denmark durch Kontakt zu Hess 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 South-Arne-Anlage) gelagert und ist für den unmittelbaren Einsatz bereit. Flüssigkeitslagerkapazität der <i>Esvagt Innovator</i> für geborgenes Öl: 1200 m³. Betrieb durch Hess DK. Das System ist gemeinsames Eigentum von Hess DK und INEOS Oil & Gas Denmark.</p>
Stufe 2	<p>Ein Zwischenfall, bei dem Bekämpfungsressourcen der Stufe 2 von Total E&P, 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 > Die Ressourcen der Stufe 1 sind überfordert, zusätzliche Bekämpfungsressourcen werden benötigt > Potenzielle Auswirkung auf empfindliche Gebiete und/oder lokale Populationen > Die Leckagequelle kann nicht unmittelbar gesichert werden 	<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> für dänische Offshore-Anlagen von Total E&P DK gelagert und ist für den unmittelbaren Einsatz bereit. Flüssigkeitslagerkapazität 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 dem Offshore-Bohrplattform <i>Maersk Guardian</i> von Total E&P gelagert. Im Fall der Mobilisierung kann das System innerhalb von 8 Stunden auf einem seiner Versorgungsschiffe (Typ Havila) einsatzbereit sein. Gesamte Offshore-Flüssigkeitslagerkapazität: 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 Systeme sind Eigentum von Total E&P DK und werden von diesem Unternehmen betrieben.</p> <p>Ausrüstung der Stufe 1 von Hess DK und 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 	<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</p>

	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. OSLR) müssen mobilisiert werden > Risiko erheblicher Auswirkungen auf empfindliche Gebiete und/oder lokale Populationen	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.
--	---	---

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. Dieser Plan wird den Behörden zur Prüfung und Genehmigung fristgemäß vor der Perforation der Hejre-Bohrschächte vorgelegt.

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.

6.5 Risikobeurteilung des unbeabsichtigten Auslaufens

Basierend auf den obigen Abschnitten und anhand der in Abschnitt 8 beschriebenen Kriterien wird geschätzt, dass die Umweltrisiken in Verbindung mit unbeabsichtigtem Auslaufen während des Baus und Betriebs von Hejre **gering** bis **vernachlässigbar** sind (Tabelle 6-7).

Tabelle 6-7 Umweltrisiken durch versehentliches Auslaufen während des Betriebs von Hejre.

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 Rohrleitung-Bruchs	Lokal	Kurzfristig	Moderat	Geringfügige Auswirkung	Niedrig	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.

8 Bezugsdokumente

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 E&P A/S (2015) Kemisk og biologisk monitoring af havbunden omkring danske offshore olie og gasplatforme. Monitoring omkring Siri platformen -2015. DHI

DONG E&P A/S (2011). Hejre Development Project. Vurdering af virkninger på miljøet (VVM) for Hejre Feltet-udbygning og production. Erstellt von COWI für

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 SCV., Bemmelen RSA van, Verdaat JP. (2014). Marine mammal surveys in the wider Dogger Bank area summer 2013. IMARES, Bericht Nr. C016/14.

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.

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

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.

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

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.

Trosi G., S. Barton, S. Bexton (2016). Impacts of oil spills on seabirds: Unsustainable impacts of non-renewable energy. International Journal of hydrogen Energy. Band 41 Ausgabe 37, 5. Oktober 2016, Seiten 16549-16555.

Worsøe L.A., M.B. Horsten & E. Hoffman (2002). Gyde-og opvækstpladser for kommercielle fiskearter i Nordsøen, Skagerrak og Kattegat. Danmarks Fiskeriundersøgelser. DFU-Bericht Nr. 118-02.