

SEPTEMBER 2023
WINTERSHALL NOORDZEE B.V.

STILLEGUNG RAVN - UMWELTVERTRÄGLICH- KEITSPRÜFUNG

ESPOO-BERICHT



SEPTEMBER 2023
WINTERSHALL NOORDZEE B.V.

STILLEGUNG RAVN - ESPOO-BERICHT

ESPOO-BERICHT

PROJEKT NR.	DOKUMENT NR.				
A240927	011				
VERSION	DATUM DER VERÖFFENTLICHUNG	BESCHREIBUNG	ERSTELLUNG	KONTROLLE	FREIGABE
1.0	05.09.23	ESPOO	NLST, AJCL, JORL, KILR, MINS	LBHN	LBHN

INHALT

1	Einleitung	7
1.1	Zusammenfassung	7
1.2	Abkürzungen	7
1.3	Projekthintergrund	8
1.4	Das Ravn-Feld	9
1.5	Zeitplan	12
2	Rechtliche Rahmenbedingungen und ESPOO-Beratungsverfahren	13
2.1	Die Espoo-Konvention und der Espoo-Konsultationsprozess	13
2.2	Weitere nationale und internationale rechtlichen Erfordernisse	15
2.3	Nationales Zulassungsverfahren in Dänemark	24
3	Technische Beschreibung des Projekts	25
3.1	Technische Beschreibung des Stilllegungsprojekts Ravn	25
3.2	Das Stilllegungsprogramm Ravn	33
4	Methodik für die Bewertung von Auswirkungen	45
4.1	Bewertung des Schadenspotenzials	45
4.2	Bewertung der Wahrscheinlichkeit, dass eine Auswirkung eintritt	47
4.3	Risikobewertung	47
5	Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen	49
5.1	Emissionen	50
5.2	Störung des Meeresbodens	50
5.3	Andere Auswirkungen im Zusammenhang mit Pipelines	58

6	Umweltbewertung bei einem Austritt von Öl durch einen Unfall	60
6.1	Potenzielle Auswirkungen eines Ölaustritts	60
6.2	Notfallplan für Ölverschmutzungen	62
7	Bewertung kumulativer Effekte	63
8	Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL)	64
9	Fazit	67
10	Referenzdokumente	68

1 Einleitung

1.1 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht umfasst die im Rahmen des Projekts zur Stilllegung von Ravn in Dänemark ausgearbeitete Espoo-Dokumentation. Sie beschreibt die projektbezogenen grenzüberschreitenden Umweltauswirkungen, die durch die Projektmaßnahmen in Dänemark verursacht werden und die Meeresgebiete (AWZ und/oder Hoheitsgewässer) benachbarter Ländern betreffen können.

Kapitel 2 und 3 enthalten relevante Hintergrundinformationen zur Stilllegung von Ravn, darunter auch eine Beschreibung der Rechtsgrundlagen, der Schritte des Espoo-Verfahrens sowie eine Projektbeschreibung. Kapitel 4 befasst sich mit den Methoden, die zur Bewertung der Auswirkungen eingesetzt wurden. Der wesentliche Teil dieses Berichts in Kapitel 5 befasst sich u. a. mit dem Screening möglicherweise anfallender grenzüberschreitender Auswirkungen. Kapitel 6 widmet sich der Bewertung grenzüberschreitender Auswirkungen. Die Bewertungskapitel sind nach den Umweltrezeptoren gegliedert, die am wahrscheinlichsten von den verschiedenen Umweltauswirkungen im Rahmen des Projekts betroffen sind. Für jeden Rezeptor werden die Bewertungsergebnisse mit Angabe der erwarteten grenzüberschreitenden Auswirkungen beschrieben. Ein gesondertes Kapitel befasst sich mit den Bewertungen von Natura-2000-Gebieten und den geltenden Gesetzgebung. Die Bewertungsergebnisse sind im Fazit in Kapitel 7 zusammengefasst. Kapitel 10 enthält eine Liste der Referenzdokumente.

Der Espoo-Bericht und das Espoo-Verfahren sind Bestandteil der UVP- und Genehmigungsverfahren.

1.2 Abkürzungen

Die folgenden Abkürzungen kommen in diesem Dokument vor:

BAT	Beste verfügbare Methode (Best Available Technique)
BEP	Beste Umweltverfahrensweise (Best Environmental Practice)
CO2	Kohlendioxid
DEA	Dänische Energiebehörde (Danish Energy Agency)
DEPA	Dänische Umweltschutzbehörde (Danish Environmental Protection Agency)
DSV	Taucherbasisschiff (Diving Support Vessel)
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
EU	Europäische Union
GES	Guter Umweltzustand (Good Environmental Status)
HLV	Schwerlastschiff (Heavy Lift Vessel)
HOCNF	Harmonisiertes Meldeformular für Offshore-Chemikalien (Harmonised Offshore Chemical Notification Form)
IMO	Internationale Seeschiffahrts-Organisation (International Maritime Organization)
LAT	Niedrigstmöglicher Gezeitenwasserstand (Lowest Astronomical Tide)

LDPE	Polyethylen niedriger Dichte (Low-Density PolyEthylene)
MCV	Einrumpfkransschiff (Mono-hull Crane Vessel)
MSFD	Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (Marine Strategy Framework Directive)
NORM	Natürlich vorkommende radioaktive Stoffe (Naturally Occurring Radioactive Materials)
NOx	Stickstoffoxide (Nitrogen Oxides)
NUI	Normalerweise unbemannte Installation (Normally Unmanned Installation)
OSPAR	Oslo-Paris-Konvention (OSLO PARIS convention)
P&A	Verfüllung und Auflassung (Plug & Abandonment)
PAH	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (Polycyclic Aromatic Hydrocarbons)
PCB	Polychlorierte Biphenyle (Poly Chlorinated Biphenyls)
PLONOR	Geringes oder kein Risiko darstellend (Pose Little Or NO Risk)
PP	Polypropylen (PolyPropylene)
PTS	Dauerhafte Hörschäden (Permanent Threshold Shift)
ROV	Ferngesteuertes Fahrzeug (Remotely Operated Vehicle)
SAC	Besondere Schutzgebiete (Special Areas of Conservation)
SCANS	Kleinwalvorkommen in der Nordsee (Small Cetacean Abundance in the North Sea)
SLV	Spezialkransschiff (Sheerleg Vessel)
SO2	Schwefeldioxid
SPA	Besondere Schutzgebiete (Special Protection Areas)
SVO	Wertvolle und gefährdete Bereiche (Særlig Verdifulle Områder)
TTS	Zeitweilige Hörschäden (Temporal Threshold Shift)
VOC	Flüchtige organische Verbindungen (Volatile Organic Compounds)

1.3 Projekthintergrund

Wintershall Noordzee B.V. hat mit der Planung der Stilllegung des Ravn-Feldes im dänischen Teil der Nordsee begonnen.

Dazu gehören die folgenden Aktivitäten:

- Abkopplung der Pipelines und des Umbilicals an den Enden und Rückbau der Plattformverbindungen und der abgeschnittenen Umbilical-Abschnitte
- Rückbau von Plattformaufbauten und Tragkonstruktion
- Stilllegung der Pipelines. Hierfür gibt es 4 Alternativen:
 - Belassen in situ
 - Rückbau der Pipelines und des Umbilicals auf dem Meeresboden
 - Rückbau durch umgekehrte Installation oder
 - Rückbau durch Schneiden und Heben (Cut-and-Lift-Verfahren)
- Standortvermessung nach Stilllegung

Die Ravn-Plattform wird an Land gebracht, wo sie entweder demontiert oder für eine spätere Wiederverwendung geparkt wird. Diese beiden Optionen werden hier nur kurz beschrieben, weil die damit verbundenen Aktivitäten durch Umweltgenehmigungen und andere Genehmigungen für den jeweiligen Entsorgungsort/Liegeplatz abgedeckt sind.

Die Reinigung der Aufbauten, der Pipelines und des Umbilicals ist bereits vor der Stilllegung erfolgt, so dass keine weitere Reinigung der Aufbauten, der Pipelines und des Umbilicals erforderlich ist.

Die Reinigungsarbeiten umfassen:

- Rückbau von Tanks usw. auf den Aufbauten
- Spülung und Reinigung der Aufbauten, der Pipelines und des Umbilicals

Diese Arbeiten gehören also nicht zur Stilllegung und sind nicht Gegenstand der Umweltbewertungen.

Das Programm zur Verfüllung und Auflassung der Bohrungen im Ravn-Feld ist Bestandteil eines gesonderten UVP-Berichts und unterliegt damit einem unabhängigen Genehmigungsverfahren, weswegen es in der vorliegenden Umweltbewertung und im ESPOO-Bericht nicht behandelt wird. Die Verfüllung und Auflassung der Bohrungen erfolgen vor der eigentlichen Stilllegung, so dass diese Aktivitäten in diesem ESPOO-Bericht nicht weiter bewertet werden. Daher enthält der ESPOO-Bericht zu diesem Projekt keine Angaben zur Freisetzung von Chemikalien, die bei der Verfüllung und Auflassung zum Einsatz kommen, zu Unterwasserlärm und Emissionen durch Bohranlagen und Schiffe und zu ungeplanten Einleitungen/Austritten von Substanzen im Zusammenhang mit den Bohrungen, da diese Gegenstand der UVP zur Verfüllung & Auflassung der Bohrungen A1 und A2 sind.

1.4 Das Ravn-Feld

Wintershall ist Betreiber der Lizenz 5/06. Die Ravn-Plattform liegt in Block 5504 innerhalb des Feldes Greater Ravn, im dänischen Gebiet der Nordsee, rund 245 km von der dänischen Westküste entfernt und 11,3 km nordöstlich der Grenze zwischen Deutschland und Dänemark; siehe Abbildung 1-1 und Abbildung 1-2.

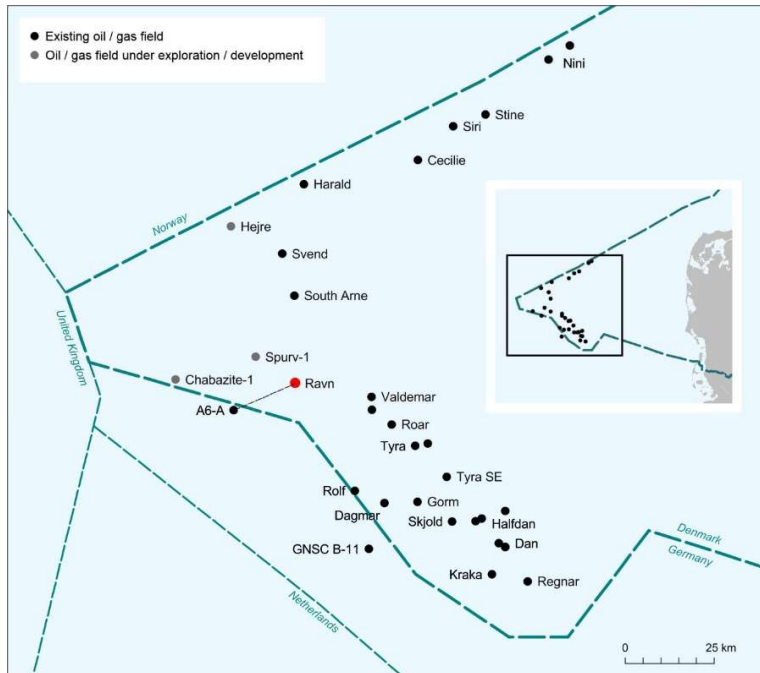


Abbildung 1-1 Lage des Ravn-Feldes und anderer Öl- und Gasförderanlagen in der Nordsee. Ravn ist rot gekennzeichnet.

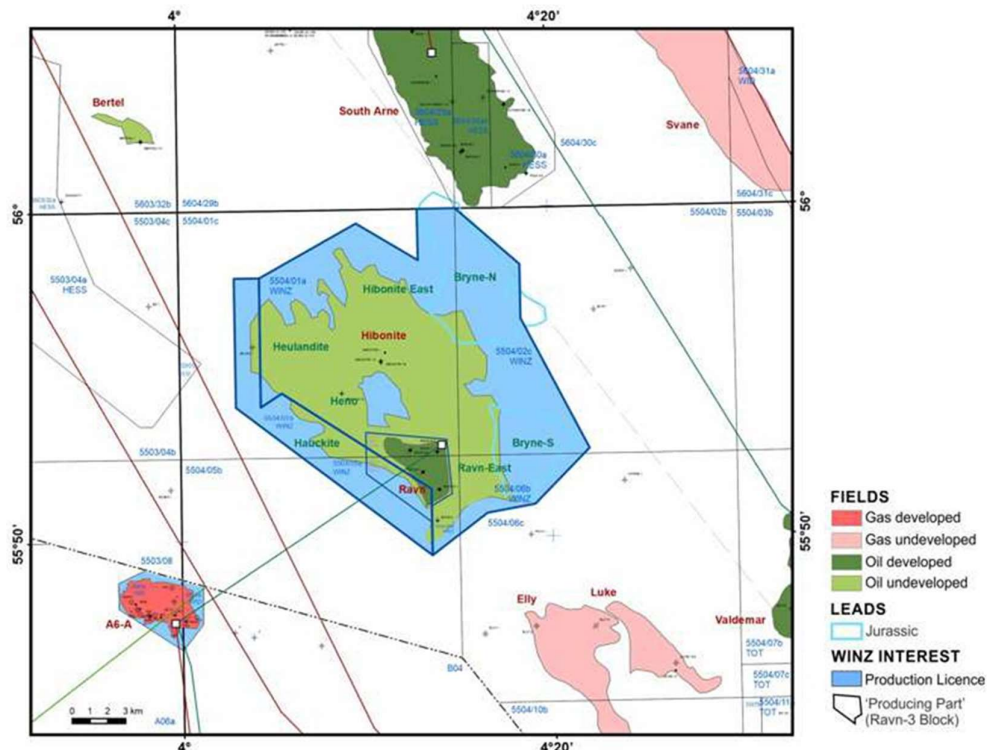


Abbildung 1-2 Lage der Felder Ravn und A6-A

Die Offshore-Anlagen bestehen aus einer minimal ausgestatteten Plattform („Minimum Facilities Platform“) mit zwei nicht mehr in Betrieb befindlichen Bohrungen, zwei Pipelines (einer 8-Zoll-Mehrphasen-Produktionspipeline und einer 3-Zoll-Gasliftpipeline, die im so genannten „Piggyback Style“ direkt auf der 8-Zoll-Pipeline montiert ist) und einem 5,7-Zoll-Umbilical, das

an die A6-A-Plattform angebunden ist. Das Umbilical versorgt die Ravn-Plattform mit Chemikalien, Daten per Glasfaserkabel und Strom.

Die A6-A-Plattform und Teile der Pipelines liegen in der deutschen AWZ im Bereich Entenschnabel und damit im FFH-Standort „Doggerbank“. Die dänische Ravn-Plattform liegt etwa 15 km von der Grenze zu Deutschland entfernt, was bedeutet, dass die Pipelines auf einer Strecke von etwa 3 km durch die deutsche Nordsee und auf 15 km durch dänische Gewässer verlaufen. Auf dem dänischen Kontinentalschelf wird die 40-Zoll-Europipe I gekreuzt.

Die Ravn-Plattform wurde im Jahr 2015 als minimal ausgestattete Plattform auf einer Tragkonstruktion installiert. Die Wassertiefen um die Plattform betragen durchweg zwischen 48 und 50 m LAT.

Die geografischen Koordinaten der Plattform sind (ETRS89) 55°52'50.2"N, 4°14'5.4"O.

An die Plattform Ravn sind zwei nicht mehr in Betrieb befindliche Bohrungen (A1 und A2) angeschlossen. Alle Bohrungen wurden eingestellt und sind inzwischen ausgefördert. Die Bohrung Ravn A1 war bis 2020 in Betrieb, und die Arbeiten wurden im gleichen Jahr eingestellt. Die Einstellung ist in einem Umwelt-Memo dokumentiert, das der dänischen Energiebehörde (DEA) im Jahr 2020 übermittelt wurde. Die Bohrung Ravn A2 wurde bereits 2018 vorläufig verfüllt und aufgelassen.

Im Juli 2022 wurden die Ergebnisse der UVP-Vorprüfungen zur Verfüllung und Auflassung der Bohrungen an die dänische Energiebehörde übermittelt; die Ergebnisse unterliegen einem unabhängigen Genehmigungsverfahren. Die Verfüllung und Auflassung der Bohrungen erfolgen noch vor der Stilllegung der Plattform.

Die Ravn-Plattform förderte Öl und kleinere Mengen an Begleitgas und -wasser, die über die 8-Zoll-Mehrphasen-Produktionspipeline zur Verarbeitung und Speicherung an die A6-A-Plattform transportiert wurden. Die Aufbauten der Ravn-Plattform umfassen keine Verarbeitungsanlagen. Die Gasliftversorgung erfolgt von der A6-A-Plattform über eine 3-Zoll-Gasliftpipeline. Die Versorgung von Ravn mit Strom, Chemikalien und Daten per Glasfaserkabel erfolgt über ein Umbilical von der A6-A-Plattform.

Die Abbildung unten zeigt den Bereich, in dem die Stilllegung von Ravn erfolgt.

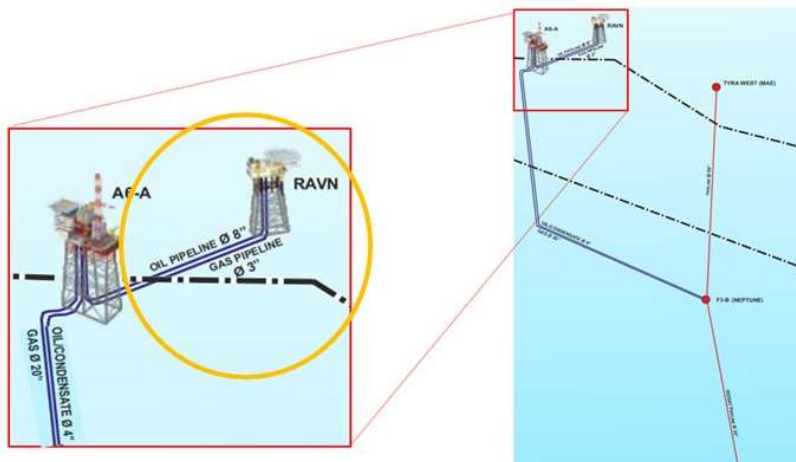


Abbildung 1-3 Übersicht zur Fleda-Anordnung. Der Bereich, in dem die Stilllegung von Ravn erfolgt, ist in Orange gekennzeichnet.

1.5 Zeitplan

Gemäß § 32A des des dänischen Gesetzes über die Nutzung des Untergrunds (Undergrundsloven) sind die Lizenzinhaber der Ravn-Anlagen/des Ravn-Feldes (siehe Abschnitt 3) verpflichtet, der dänischen Energiebehörde einen Antrag zur Genehmigung des endgültigen Stilllegungsplans spätestens zwei Jahre vor dem Beginn der Stilllegungsarbeiten vorzulegen. Der erste Stilllegungsplan wurde der dänischen Energiebehörde 2018 vorgelegt.

Der endgültige Stilllegungsplan wird nach Maßgabe der nationalen und internationalen Vorschriften und Richtlinien der dänischen Energiebehörde vorgelegt. Die Durchführung ist für 2023, im Fall von unerwarteten bzw. ungünstigen Marktentwicklungen jedoch nicht später als 2025 geplant, siehe nachstehende Abbildung.

Activity on A6-A and Ravn	Info on execution	2023												2024											
		jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec
P&A Ravn-A2 and Ravn-A3 platform wells	Noble Resilient rig, 60 days																								
P&A Ravn-3 MLS well	MV Island Valiant DP2 vessel, 5 days																								
P&A A6-1x and A6-3x MLS wells	Swift 10 rig, 30 days																								
Cleaning pipelines Ravn-A6A with rig on Ravn	7 days, A6-A and Ravn both manned (4" oil pipeline)																								
Cleaning pipeline A6A - F3-FB	14 days, crew on A6A and F3-FB (8" oil pipeline and 3" liftgas pipeline)																								
Disconnect scope Ravn	Disconnect 2 risers + umbilical at Ravn, 3 days																								
Disconnect scope A6A	Work will not be executed simultaneously with A6-A or F3-FB disconnect scope Disconnect 4 risers and umbilical at A6A, 3 weeks																								
Disconnect scope F3-FB	Work will not be executed simultaneously with Ravn or F3-FB disconnect scope Disconnect 2 risers: 3 days																								
Ravn platform removal	Scaldis, ~2.5 weeks offshore operations																								
A6-A platform removal	HLV tender ongoing, ~2.5 weeks offshore operations Potentially after mid-2024 onwards																								

Base case
Optional
Potential opportunity (unlikely)

Die Bewertungen von Auswirkungen hängen nicht davon ab, ob bestimmte Aktivitäten zu bestimmten Zeiten im Jahr durchgeführt werden. Somit gelten die Bewertungen für das gesamte Jahr, und die Projektaktivitäten können darauf aufbauend das ganze Jahr über durchgeführt werden.

2 Rechtliche Rahmenbedingungen und ESPOO-Beratungsverfahren

Bei einem Stilllegungsprojekt sind verschiedene internationale Übereinkommen und Richtlinien auf nationaler Ebene und auf EU-Ebene einzuhalten.

2.1 Die Espoo-Konvention und der Espoo-Konsultationsprozess

2.1.1 Die Espoo-Konvention

Die „Konvention über die Umweltverträglichkeitsprüfung im grenzüberschreitenden Rahmen vom 25. Februar 1991“ (Espoo-Konvention) verpflichtet die Vertragsparteien, die Umweltauswirkungen bestimmter Aktivitäten in einem frühen Stadium der Projektplanung zu prüfen. Außerdem regelt sie die allgemeine Verpflichtung von Staaten, sich gegenseitig über alle wesentlichen geplanten Projekte, die wahrscheinlich erhebliche grenzüberschreitende nachteilige Umweltauswirkungen haben, zu informieren und zu beratschlagen.

Nach der Espoo-Konvention ist eine grenzüberschreitende Auswirkung „jede nicht-globale Auswirkung innerhalb des Hoheitsgebiets der Vertragspartei aufgrund der geplanten Aktivitäten, deren physische Ursache ganz oder teilweise im Gebiet unter der Hoheitsgewalt der anderen Vertragspartei liegt“.

Ursprungspartei (Party of Origin, PoO) ist die Vertragspartei oder sind die Vertragsparteien des Übereinkommens, in deren Zuständigkeitsbereich der geplante Vorgang stattfinden soll, was in diesem Fall nur Dänemark ist.

Betroffene Partei (Affected Party, AP) ist eine Vertragspartei oder sind mehrere Vertragsparteien des Übereinkommens, die einer grenzüberschreitenden Auswirkung der geplanten Aktivitäten ausgesetzt sein kann bzw. können. Im Zusammenhang mit der Stilllegung von Ravn ist Dänemark sowohl betroffene Partei (AP) als auch Ursprungspartei (PoO), während es sich bei Deutschland und den Niederlanden um betroffene Parteien (APs) handelt.

2.1.2 Der Espoo-Konsultationsprozess

Der in den Artikeln 3-6 der Espoo-Konvention vorgesehene Konsultationsprozess wird vom Espoo-Ansprechpartner in der PoO koordiniert. Der Konsultationsprozess umfasst die folgenden wichtigen Schritte:

- > Benachrichtigung gemäß Artikel 3: Bei einer in Anlage I aufgeführten geplanten Aktivität, die voraussichtlich erhebliche nachteilige grenzüberschreitende Auswirkungen hat, unterrichtet die Ursprungspartei zur Gewährleistung angemessener und wirksamer Konsultationen nach Artikel 5 jede Vertragspartei, die ihrer Ansicht nach eine betroffene Vertragspartei sein könnte, so früh wie möglich, spätestens jedoch bei der Unterrichtung ihrer eigenen Öffentlichkeit über die geplante Aktivität.
- > Erstellung der Dokumentation zur Umweltverträglichkeitsprüfung (Espoo-Bericht) gemäß Artikel 4: Die Ursprungspartei stellt der betroffenen Vertragspartei, gegebenenfalls über eine gemeinsame Stelle, sofern eine solche besteht, die Unterlagen zur Umweltverträglichkeitsprüfung zur Verfügung. Die betroffenen Vertragsparteien sorgen für

die Verteilung der Unterlagen an die Behörden und die Öffentlichkeit der betroffenen Vertragspartei in den voraussichtlich betroffenen Gebieten und für die Übermittlung von Stellungnahmen an die zuständige Behörde der Ursprungspartei, entweder direkt an diese Behörde oder gegebenenfalls über die Ursprungspartei, innerhalb einer angemessenen Frist, bevor die endgültige Entscheidung über die geplante Aktivität getroffen wird.

- > Konsultationen gemäß Artikel 5: Nach Fertigstellung der Dokumentation zur Umweltverträglichkeitsprüfung muss die Ursprungspartei unverzüglich Konsultationen mit der betroffenen Vertragspartei u.a. über die möglichen nachteiligen grenzüberschreitenden Auswirkungen der geplanten Aktivität und über Maßnahmen zur Minderung oder Eliminierung der Auswirkungen initiieren. Die Konsultationen können sich auf Folgendes beziehen:
 - a) Mögliche Alternativen zur geplanten Aktivität, darunter auch die Option, nichts zu unternehmen, sowie mögliche Maßnahmen zur Minderung bedeutender nachteiliger grenzüberschreitender Auswirkungen solcher Maßnahmen auf Kosten der Ursprungspartei zu überwachen;
 - b) andere Formen der möglichen gegenseitigen Hilfe zur Reduzierung etwaiger bedeutender nachteiliger grenzüberschreitender Auswirkungen der geplanten Aktivität; und
 - c) sonstige angemessenen Angelegenheiten im Zusammenhang mit der geplanten Aktivität.

Bei Beginn der Konsultationen vereinbaren die Vertragsparteien einen angemessenen zeitlichen Rahmen für die Dauer der Konsultationen. Die Konsultationen können durch einen geeignetes gemeinsames Gremium durchgeführt werden, sofern vorhanden.

- > Endgültige Entscheidung gemäß Artikel 6: Die Vertragsparteien müssen dafür Sorge tragen, dass bei der endgültigen Entscheidung zur geplanten Aktivität die Ergebnisse der Umweltverträglichkeitsprüfung berücksichtigt werden. Weitere Faktoren sind die Dokumentation zur Umweltverträglichkeitsprüfung und die gemäß Artikel 3 und 4 erhaltenen Kommentare, sowie die Ergebnisse der Konsultationen gemäß Artikel 5. Die Ursprungspartei übermittelt der betroffenen Partei die endgültige Entscheidung zur geplanten Aktivität mit der Begründung und den Überlegungen, die zu dieser Entscheidung geführt haben. Werden einer betroffenen Vertragspartei vor Beginn einer geplanten Aktivität zusätzliche Informationen über die erheblichen grenzüberschreitenden Auswirkungen dieser Aktivität zur Verfügung gestellt, die zum Zeitpunkt der Entscheidung über diese Aktivität nicht vorlagen und die die Entscheidung wesentlich hätten beeinflussen können, so unterrichtet diese Vertragspartei unverzüglich die andere(n) betroffene(n) Vertragspartei(en). Auf Antrag einer der betroffenen Vertragsparteien finden Konsultationen statt, um zu prüfen, ob der Beschluss zu revidieren ist.

Der Konsultationsprozess und der Inhalt der UVP-Dokumentation zur Stilllegung von Ravn berücksichtigt die Empfehlungen der Wirtschaftskommission für Europa (UNECE, 1996) und der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2013).

Der Konsultationsprozess begann am 30. Juni 2023, als die dänische Umweltschutzbehörde (DEPA) als „Espoo Focal Point“ den betroffenen Vertragsparteien eine schriftliche Benachrichtigung mit einem Espoo-Scoping-Bericht zukommen ließ.

Folgende Länder haben die Teilnahme am Espoo-Prozess beantragt: Deutschland und die Niederlande.

2.2 Weitere nationale und internationale rechtlichen Erfordernisse

2.2.1 Schutz der Meeresgewässer

Das Gesetz über die Meeresumwelt (Konsolidierungsgesetz Nr. 1165 vom 25.11.2019) regelt die Einleitungen und Emissionen von Plattformen.

Einleitungen ins Meer

In der zugehörigen Verordnung über die Ableitung von Verbindungen und Materialien aus bestimmten Meeresanlagen ins Meer (Durchführungsverordnung Nr. 394 vom 17.7.1984) sind die Informationen festgelegt, die für die Erteilung einer Genehmigung für die Ableitung erforderlich sind.

Die Einleitungsgenehmigung regelt die Einleitung von Öl und Chemikalien ins Meer und legt unter anderem zu folgenden Punkten Anforderungen fest:

- Maximale Ölkonzentration im abgeleiteten Produktionswasser.
- Beschränkungen für die Gesamtmenge des einzuleitenden Öls.
- Überwachungsprogramm für die Ölkonzentration im Einleitungswasser.
- Kontinuierliche Kontrolle des gesamten Ölausflusses.
- Klassifizierung von Offshore-Chemikalien.
- Verwendung und Einleitung von Offshore-Chemikalien je nach Klassifizierung (siehe unten).
- Regelmäßige Berichterstattung über die Einleitung von Öl und Chemikalien.

Klassifizierung von Offshore-Chemikalien

Chemikalien werden nach dem DEPA-Farbcodierungssystem eingestuft, das der OSPAR-Klassifizierung (Substitution, Rangfolge und PLONOR) folgt und sich auf die Umweltgefährdung von Offshore-Chemikalien nach folgenden Codes bezieht:

Schwarze Chemikalien sind die bedenklichsten Chemikalien und dürfen nicht offshore zum Einsatz kommen.

Rote Chemikalien sind so umweltschädlich, dass sie generell vermieden und nach Möglichkeit ersetzt werden sollten. Stoffe, die anorganisch und sehr giftig sind ($EC/LC < 1 \text{ mg/l}$) und/oder eine sehr geringe biologische Abbaubarkeit aufweisen ($< 20 \%$ in 28 Tagen), werden als rot eingestuft. Stoffe, die mehr als eines der drei Kriterien der geringen biologischen Abbaubarkeit ($< 60 \%$ in 28 Tagen), der hohen Bioakkumulation ($\log Pow \geq 3$ und $MW < 700$) oder der Toxizität ($EC_{50}/LC_{50} < 10 \text{ mg/l}$) erfüllen, werden ebenfalls als rot eingestuft.

Gelbe Chemikalien sind in gewissem Maße umweltgefährdend, was im Falle erheblicher Freisetzungen Anlass zur Sorge geben kann. Stoffe, die eines der drei Kriterien der geringen biologischen Abbaubarkeit ($< 60 \%$ in 28 Tagen), der hohen Bioakkumulation ($\log Pow \geq 3$ und $MW < 700$) oder der Toxizität ($EC_{50}/LC_{50} < 10 \text{ mg/l}$) erfüllen, werden als gelb eingestuft.

Grüne Chemikalien gelten als unbedenklich für die Umwelt (so genannte PLONOR-Stoffe, die ein geringes oder gar kein Risiko für die Umwelt darstellen) und umfassen auch organische Stoffe mit $EC_{50}/LC_{50} > 1$ mg/l sowie Säuren und Basen, die als grüne Chemikalien eingestuft sind.

Regulierung nicht-einheimischer Arten

Verordnung zur Verhinderung der Einbringung nicht-einheimischer Arten durch Ballastwasser, geregelt durch die Durchführungsverordnung Nr. 1000 vom 18.09.2019 über den Umgang mit Ballastwasser und Sedimenten aus Ballasttanks von Schiffen. Darüber hinaus wird die Einbringung nicht-einheimischer Arten über Ballastwasser durch die folgenden internationalen Übereinkommen und Erklärungen geregelt:

- > Das Übereinkommen der IMO über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen (bekannt als Londoner Übereinkommen von 1972) einschließlich des Protokolls von 1996, das 2006 in Kraft trat.

Emissionen

Emissionen in die Luft durch Plattformen, Bohrinseln und Schiffe sind in der Verordnung zur Vermeidung von Luftverschmutzung durch Schiffe (Bekanntmachung Nr. 9840 vom 12.04.2007) und im Meeresumweltgesetz (Konsolidierungsgesetz Nr. 1165 vom 25.11.2019) geregelt.

Darüber hinaus werden Emissionen in die Luft durch Plattformen in der Verordnung über bestimmte luftverschmutzende Emissionen von Verbrennungsanlagen auf Offshore-Plattformen (Durchführungsverordnung Nr. 1449 vom 20.12.2012) und in der Verordnung über die Vermeidung von Luftverschmutzung durch Schiffe (Mitteilung Nr. 9840 vom 12.04.2007) geregelt.

Die Verordnung über den Gehalt an festem und flüssigem Schwefel in Kraftstoffen (Verordnung Nr. 228 vom 06.02.2022) regelt die zulässige Schwefelmenge in Schiffskraftstoffen und wirkt sich somit indirekt auf die Emissionen von Schiffen aus.

2.2.2 Natura-2000-Gebiete

Natura 2000 ist ein Netz von Naturschutzgebieten, das im Rahmen der Habitats-¹ und Vogelschutzrichtlinie² eingerichtet wurde. Das Netz besteht aus besonderen Schutzgebieten (Special Areas of Conservation, SAC), die von den Mitgliedstaaten im Rahmen der Habitat-Richtlinie ausgewiesen wurden. Das Netz besteht auch aus besonderen Schutzgebieten (Special Protection Areas, SPA), die im Rahmen der Vogelschutzrichtlinie ausgewiesen sind. Ziel des Netzes ist es, das langfristige Überleben der wertvollsten und am stärksten bedrohten Arten und Lebensräume in Europa zu sichern.

Die Richtlinien werden in der dänischen Gesetzgebung umgesetzt durch:

¹ Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen.

² Richtlinie 79/409/EWG des Rates vom 2. April 1979 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten. Im Jahr 2009 wurde sie durch die Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. November 2009 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten geändert.

- > Das Umweltzielgesetz³
- > Das [dänische] Bodennutzungsgesetz⁴
- > Die Verordnung über die UVP⁵
- > Die Offshore-Eignungsprüfungsverordnung⁶
- > Die Habitat-Verordnung⁷

Vor jeder Entscheidung über Projekte mit potenziellen Auswirkungen auf ein Natura-2000-Gebiet muss nachgewiesen werden, dass die Aktivität keine negativen Auswirkungen auf den günstigen Erhaltungszustand von Arten oder Lebensräumen hat, die Teil der Auswahlgrundlage sind, oder die Integrität des Gebiets negativ beeinflusst.

Die Ravn-Plattform liegt weit entfernt von dänischen Natura-2000-Gebieten. Etwa 15 km südwestlich des Ravn-Feldes befindet sich jedoch das deutsche Natura-2000-Gebiet DE 1003-301 *Doggerbank*. Eine Erweiterung dieses Gebiets ist die niederländische NL 2008-001 *Doggerbank* und die UK0030352 *Doggerbank* im britischen Sektor (Abbildung 2-1).

³ Konsolidiertes Gesetz Nr. 119 vom 26.01.2017 zu Umweltzielen für internationale Naturschutzgebiete (bekendtgørelse af lov om miljømål m.v. for internationale naturbeskyttelsesområder (Miljømålsloven)).

⁴ Konsolidierungsgesetz Nr. 1533 vom 16/12/2019 über die Nutzung des dänischen Bodens

⁵ Konsolidiertes Gesetz Nr. 4 vom 03.01.2023 über die Umweltverträglichkeitsprüfung von Plänen und Programmen sowie von spezifischen Projekten

⁶ Verwaltungsverordnung Nr. 1050 vom 27.06.2022 über die Verträglichkeitsprüfung internationaler Naturschutzgebiete und den Schutz bestimmter Arten bei Vorstudien, Erkundung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, unterirdischer Lagerung, Pipelines usw. off-shore (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).

⁷ Verwaltungsverordnung Nr. 2091 vom 12.11.2021 über die Ernennung und Verwaltung internationaler Naturschutzgebiete und den Schutz bestimmter Arten (bekendtgørelse om udpegning og administration af internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter).

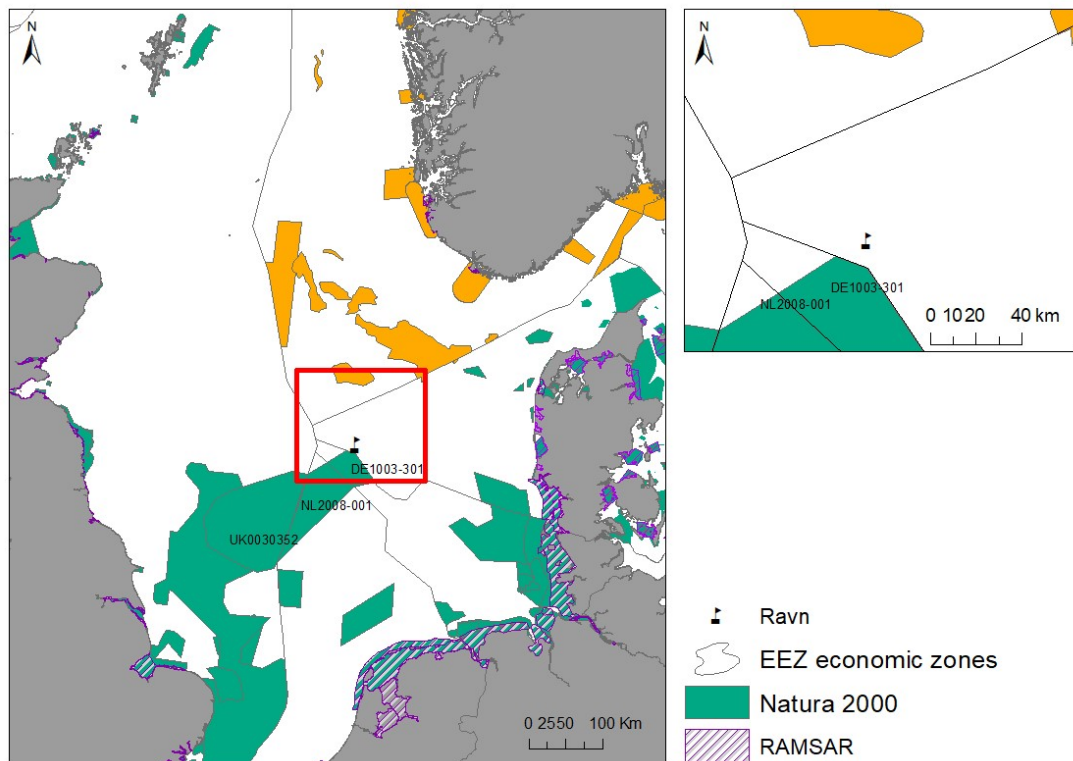


Abbildung 2-1 Lage der Natura-2000-Gebiete (SAC) in der Nordsee.

2.2.3 Geschützte Arten (Arten gemäß Anhang IV)

Die Habitat-Richtlinie der EU (Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21. Mai 1992) legt fest, welche wildlebenden Tiere und Pflanzen die Mitgliedsstaaten schützen müssen. Die zu schützenden Arten sind in den Anhängen zur Richtlinie angegeben. In Anhang IV sind besonders schutzbedürftige Tier- und Pflanzenarten aufgeführt. Von den in der Nordsee vorkommenden Meeressäugern sind alle Walarten in Anhang IV angegeben.

2.2.4 Das OSPAR-Übereinkommen

Das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks (OSPAR-Übereinkommen) ist das wichtigste Gesetzgebungsinstrument zur Regelung der internationalen Zusammenarbeit im Bereich der Meeresumwelt in der Nordsee. Das Übereinkommen regelt die internationale Zusammenarbeit im Nordostatlantik und legt europäische Standards für die Offshore-Öl- und -Gasindustrie, die biologische Vielfalt der Meere und die Basisüberwachung der Umweltbedingungen fest. Der Schwerpunkt des Übereinkommens liegt auf BVT, BEP und sauberen Technologien.

Das OSPAR-Übereinkommen hat mehrere Strategien zu Umweltthemen wie gefährliche Stoffe, biologische Vielfalt und radioaktive Verbindungen umgesetzt. Zu den Strategien gehören das Verbot der Ableitung von ölhaltigem Schlamm (oil-based mud, OBM) und der Umgang mit Bohrklein während der Bauphase. Darüber hinaus werden gefährliche Stoffe nach dem Substitutionsprinzip geregelt, bei dem weniger gefährliche oder vorzugsweise nicht gefährliche Stoffe diese Stoffe nach Möglichkeit ersetzen. Das Übereinkommen verlangt ein HOCNF (Harmonised Offshore Chemical Notification Format) und eine Vorprüfung der Stoffe hinsichtlich ihrer Toxizität, Persistenz und biologischen Abbaubarkeit. Verbindungen, die nicht ersetzt werden können, müssen eingestuft werden, wenn sie nicht in der PLONOR-Liste (Pose Little Or

No Risk) stehen, in der die Stoffe mit keinen oder geringen Umweltauswirkungen aufgeführt sind.

Die OSPAR-Kommission hatte empfohlen, die Einleitung von Produktionswasser zu unterbinden, damit die Einleitung von Produktionswasser bis zum Jahr 2020 keine unerwünschten Auswirkungen auf die Meeresumwelt mehr hat. Abgeleitetes Produktionswasser sollte nicht mehr als 30 mg gelöstes Öl pro Liter enthalten. Die Kommission führt einen risikobasierten Ansatz (RBA) zur Bewertung der Ableitung von Produktionswasser ein. Die RBA-Empfehlung 2012/5 und die zugehörige RBA-Leitlinie 2012-07 wurden 2012 verabschiedet, und alle Vertragsparteien haben 2013 ihre Umsetzungspläne fertiggestellt, die 2020 vollständig umgesetzt waren.

Die OSPAR-Vereinbarung 2017-02 empfiehlt Verfahren zur Überwachung der Umweltauswirkungen von Einleitungen aus Offshore-Anlagen, einschließlich der Überwachung der Eigenschaften von Sedimenten und der Wassersäule. Die Überwachungsprogramme sollten sowohl Grundlagenerhebungen vor der Erschließung von Erdölvorkommen als auch Folgeerhebungen während der Exploration, Förderung und Stilllegung umfassen.

Im OSPAR-Beschluss 98/3 über die Entsorgung stillgelegter Offshore-Anlagen legt OSPAR die Regeln für den Verbleib stillgelegter Anlagen auf See fest. Eine stillgelegte Offshore-Anlage ist definiert als eine Offshore-Anlage, die nicht mehr dem Zweck dient, für den sie ursprünglich in dem Gebiet aufgestellt wurde, oder die keinem anderen legitimen Zweck dient. Offshore-Pipelines sind vom Beschluss nicht betroffen.

Die allgemeine Regel lautet, dass Offshore-Anlagen nicht in einem Meeresgebiet belassen werden dürfen. Für Teile einer Anlage kann eine Abweichung vom Beschluss 98/3 in Betracht gezogen werden, sofern bestimmte Bedingungen erfüllt sind.

2.2.5 Natürlich vorkommende radioaktive Stoffe (NORM)

Die Offshore-Ölförderung in der Nordsee ist mit einer Kontamination bestimmter Teile der Verarbeitungsanlagen durch schwach radioaktive Stoffe verbunden, die als natürlich vorkommende radioaktive Stoffe (Naturally Occurring Radioactive Materials, NORM) bezeichnet werden.

Diese Stoffe kommen natürlicherweise in den Lagerstätten in der Ostsee vor. Die radioaktiven Elemente kommen in chemischen Verbindungen im gefördertem Wasser (Formationswasser) vor, die entweder im Wasser gelöst sind oder als kleine Partikel im Mehrphasenfluss aus den Bohrungen enthalten sind. NORM treten auch in Systemen auf, in denen Formationswasser und Meerwasser vermischt werden. Die radioaktiven Partikel oder NORM können sich in Abscheidern (Schlamm) ansammeln und konzentrieren oder sich aufgrund von Druck- und Temperaturschwankungen als Kesselstein in Rohrleitungen und Prozessanlagen ablagern. NORM können auch im Produktionsliner der Bohrungen vorkommen. Da die Ravn-Plattform keine Verarbeitungsanlagen enthält und während des Betriebs keine NORM-Vorkommen festgestellt wurden, ist nicht zu erwarten, dass NORM in Materialien von der Plattform enthalten ist.

Die Verwendung (Umgang, Lagerung, Ableitung, Entsorgung etc.) von radioaktiven Stoffen wie NORM wird durch das Strahlenschutzgesetz (Gesetz Nr. 23 vom 23.01.2018 über ionisierende Strahlung und Strahlenschutz Nr. 23 vom 15.01.2018) und die ihm zugrunde liegenden Verordnungen geregelt:

- Durchführungsverordnung Nr. 669 vom 1. Juli 2019 über ionisierende Strahlung und Strahlenschutz.
- Durchführungsverordnung Nr. 670 vom 1. Juli 2019 über die Verwendung radioaktiver Stoffe.

Die genannten Rechtsvorschriften regeln auch die Verwendung umschlossener radioaktiver Strahlenquellen.

2.2.6 Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (Marine Strategy Framework Directive)

Die Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie⁸ (MSRL) zielt darauf ab, bis 2020 einen guten Umweltzustand (Good Environmental Status, GES) der Meeresgewässer in der EU zu erreichen und die Ressourcenbasis zu schützen, von der meeresbezogene wirtschaftliche und soziale Aktivitäten abhängig sind. Die Kommission hat außerdem eine Reihe detaillierter Kriterien und methodischer Standards⁹ erarbeitet, um den Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der MSRL zu helfen. Um den GES bis 2020 zu erreichen, wurde jeder Mitgliedsstaat verpflichtet, eine Strategie für seine Meeresgewässer zu entwickeln (Meeresstrategie).

Umgesetzt wird die MSRL in der dänischen Gesetzgebung durch das konsolidierte Gesetz zur Meeresstrategie¹⁰. Zweck des Gesetzes ist es, den Rahmen für die Verwirklichung von GES in dänischen Gewässern zu schaffen. Das wichtigste Instrument zur Erreichung dieses Ziels ist die Meeresstrategie, die alle dänischen Meeresgewässer, einschließlich der dänischen Nordseeengewässer, abdeckt.

Das dänische Umweltministerium definiert anhand von 11 verschiedenen Deskriptoren, was als „guter Umweltzustand“ der Meeresumwelt anzusehen ist. Für jeden Deskriptor sind eine Reihe von qualitativen Umweltzielen und zugehörigen vorläufigen Indikatoren festgelegt. In der nachstehenden Tabelle sind alle 11 Deskriptoren zusammen mit den entsprechenden Umweltzielen aufgeführt.

	Deskriptoren	Relevante Umweltziele
D1	Artenvielfalt (Vögel)	Populationen und Lebensräume von Vögeln werden im Einklang mit den Zielen der Vogelschutzrichtlinie erhalten und geschützt.
D1	Artenvielfalt (Säugetiere)	Schweinswal, Seehund und Kegelrobbe erreichen einen günstigen Erhaltungszustand gemäß dem in der Habitat-Richtlinie festgelegten Zeitplan.
D1	Artenvielfalt (pelagische Lebensräume)	Das Planktonvorkommen entspricht dem langfristigen Durchschnitt.
D2	Nicht-einheimische Arten	Die Zahl der neuen nicht-einheimischen Arten, die durch Ballastwasser, Bewuchs von Schiffen und andere einschlägige menschliche Aktivitäten eingeführt werden, geht zurück.

⁸ Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie).

⁹ Beschluss (EU) 2017/848 der Kommission vom 17. Mai 2017 zur Festlegung von Kriterien und methodischen Standards für einen guten Umweltzustand der Meeresgewässer sowie von Spezifikationen und standardisierten Verfahren für die Überwachung und Bewertung und zur Aufhebung des Beschlusses 2010/477/EU.

¹⁰ Konsolidiertes Gesetz Nr. 1161 vom 25.11.2019 zur Meeresstrategie (bekendtgørelse af lov om havstrategi).

D3	Kommerzielle Fisch- und Schalentierbestände	Im Rahmen der Gemeinsamen Fischereipolitik übersteigt die Biomasse des Laichs das Niveau, das einen höchstmöglichen Dauerertrag gewährleisten kann.
D4	Marine Nahrungsnetze	Die relevanten Umweltziele unter Deskriptor 1 (biologische Vielfalt) und Deskriptor 3 (kommerziell genutzte Fisch- und Schalentierbestände)
D5	Eutrophierung	Der dänische Anteil der Nitrat- und Phosphoreinleitungen (TN, P) entspricht den in HELCOM festgelegten maximal zulässigen Einleitungen.
D6	Integrität des Meeresbodens (Verluste und physische Auswirkungen)	Im Zusammenhang mit der Genehmigung von Offshore-Aktivitäten, für die eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich ist, fördert die Genehmigungsbehörde die Bewertung und Berichterstattung an die dänische Umweltschutzbehörde (Überwachungsprogramm) über das Ausmaß physischer Verluste und physischer Störungen breiter benthischer Lebensraumtypen.
D6	Integrität des Meeresbodens (Lebensraumtypen auf dem Meeresboden)	Die marinen Lebensraumtypen gemäß der Habitat-Richtlinie erreichen einen günstigen Erhaltungszustand gemäß dem in der Habitat-Richtlinie festgelegten Zeitplan.
D7	Veränderung der hydrographischen Bedingungen	Im Zusammenhang mit der Genehmigung von Offshore-Aktivitäten, für die eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich ist, regt die Genehmigungsbehörde an, der dänischen Umweltschutzbehörde (Überwachungsprogramm) über hydrographische Veränderungen und deren negativen Auswirkungen zu berichten.
D8	Schadstoffe (Konzentrationen und Artenschutz)	Die Freisetzung von Schadstoffen in Wasser, Sediment und Lebewesen führt nicht zu einer Überschreitung der in den geltenden Rechtsvorschriften festgelegten Umweltqualitätsnormen.
D8	Schadstoffe (akute Verschmutzungsereignisse)	Die räumliche Ausdehnung und Dauer akuter Verschmutzungsereignisse wird durch Vorbeugung, Überwachung und risikobasierte Skalierung von Notfall- und Abhilfemaßnahmen schrittweise so weit wie möglich reduziert. Nachteilige Auswirkungen von akuten Verschmutzungen auf Meeressäuger und Vögel werden verhindert und so weit wie möglich minimiert. Dies kann z. B. durch schwimmende Sperren sowie durch Notfallpläne für Meeressäuger und Vögel, die bei Ölunfällen verletzt werden, sichergestellt werden.
D9	Schadstoffe in Fisch und anderen Meeresfrüchten für den menschlichen Verzehr	Die Schadstoffemissionen führen im Allgemeinen nicht zu einer Überschreitung der im Lebensmittelrecht für Meeresfrüchte geltenden Rückstandshöchstwerte. Die Tendenz der gesamten dänischen Dioxinmissionen in die Luft ist nicht steigend.
D10	Abfälle im Meer	Die Menge der Abfälle im Meer wird erheblich reduziert, um das UN-Ziel zu erreichen, dass die Abfälle im Meer bis 2025 verhindert und deutlich verringert werden.
D11	Einleitung von Energie	Meerestiere, die unter die Habitat-Richtlinie fallen, werden so weit wie möglich keinem Impulsschall ausgesetzt, der zu einem dauerhaften Hörverlust (PTS) führt. Der Grenzwert für PTS wird derzeit mit 200 bzw. 190 dB re.1 uPa ² s SEL für Robben und Schweinswale angesetzt. Über diese Arten liegen derzeit die besten Erkenntnisse vor.

Es ist zu beachten, dass nicht für alle Deskriptoren Umweltziele definiert sind. Die verbleibenden Ziele sind als Trends definiert, die ein Entwicklungs- oder Beschreibungsziel darstellen.

OSPAR arbeitet derzeit an einem gemeinsamen Rahmen von Indikatoren und Beurteilungswerten, die im Nordostatlantik zur Anwendung kommen sollen. In der UVP wurde

eine Entwurfssfassung der Indikatorenliste verwendet, um die Auswirkungen des Projekts auf die Ziele der Meeresstrategie zu bewerten.

Acht Gebiete in der Nordsee wurden gemäß der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie zu Meeresschutzgebieten ernannt. Die Aktivitäten in diesen Gebieten sind streng geregelt, doch das Ravn-Projektgebiet liegt nicht in einem dieser Gebiete.

2.2.7 Maritimer Raumplan

Die maritime Raumplanung ist in der dänischen Gesetzgebung im Gesetz über die maritime Raumplanung¹¹ geregelt.

Die dänische Seeschiffahrtsbehörde ist für die Erstellung des ersten maritimen Raumplans Dänemarks zuständig. Der maritime Raumplan soll die Grundlage für die Koordinierung der vielfältigen Nutzungen des dänischen Meeresgebiets in einer Weise bilden, die die Bedingungen für ein nachhaltiges Wachstum in Blue Denmark unterstützen kann. Der maritime Raumplan soll festlegen, welche Meeresgebiete in dänischen Gewässern bis 2030 unter anderem für Offshore-Energiegewinnung, Schifffahrt, Fischerei, Aquakultur, Meeresbodenbergbau und Umweltschutz genutzt werden können.

Der maritime Raumplan 2.0 durchläuft derzeit das Verfahren der öffentlichen Anhörung; die endgültige Annahme steht noch aus. Die für die Raumplanung auf See relevanten Bereiche sind in erster Linie die Zonen für die Offshore-Energieexploration, siehe Abbildung 2-2.

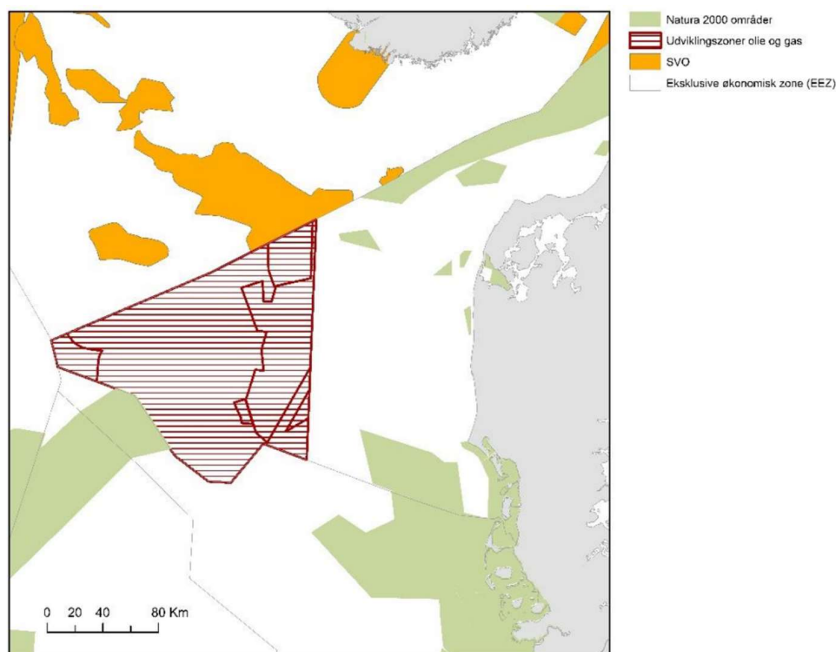


Abbildung 2-2 Erschließungsgebiet für die Erdöl- und Erdgasexploration im Verhältnis zu norwegischen SVO-Gebieten (besonders wertvolle Gebiete) und Natura-2000-Gebieten im deutschen und dänischen Sektor.

¹¹ Konsolidierungsgesetz Nr. 400 vom 06.04.2020

2.2.8 Regulierung der Stilllegung

Die Stilllegung ist in der dänischen Gesetzgebung im Bodennutzungsgesetz⁴ und im Gesetz über die Meeresumwelt geregelt.

Nach dem dänischen Bodennutzungsgesetz müssen Stilllegungspläne für Offshore-Öl- und Gasanlagen erstellt, vorgelegt und zunächst von der dänischen Energiebehörde genehmigt werden, bevor ein Rückbau der Anlagen vorgenommen werden kann. Die dänische Energiebehörde hat für diese Stilllegungspläne einen Leitfaden „*Guideline on decommissioning plans for offshore oil and gas facilities or installations*“ vom August 2018 erstellt. Der Leitfaden erläutert den rechtlichen Rahmen und die erforderlichen Inhalte der Pläne.

Darüber hinaus wird die Stilllegung durch die folgenden internationalen Übereinkommen und Erklärungen geregelt:

- > Das Übereinkommen der IMO über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen (bekannt als Londoner Übereinkommen von 1972) einschließlich des Protokolls von 1996, das 2006 in Kraft trat.
- > Das Londoner Übereinkommen ist ein weltweites Übereinkommen, das darauf abzielt, die Meeresumwelt vor menschlichen Aktivitäten zu schützen, indem es die Kontrolle von Quellen der Meeresverschmutzung fördert und Maßnahmen zur Verhinderung der Verschmutzung der Ozeane ergreift. Im Rahmen des Übereinkommens ist jegliche Ablagerung von Abfällen verboten, mit Ausnahme bestimmter Abfallarten, die in der „umgekehrten Liste“ des Übereinkommens aufgeführt sind.
- > Ministererklärung der Neunten Trilateralen Regierungskonferenz zum Schutz des Wattenmeeres (bekannt als Esbjerg-Erklärung 2001).
- > OSPAR-Übereinkommen der OSPAR-Kommission (1992 und 1998), Anlage III über die Verhütung und Beseitigung der Verschmutzung durch Offshore-Quellen, Beschluss 98/3 über den Rückbau stillgelegter Offshore-Anlagen und Empfehlung 77/1 über den Rückbau von Rohren, Metallspänen und anderen Materialien, die bei der Offshore-Erkundung von Erdöl- und Kohlenwasserstoffvorkommen und bei Explorationsarbeiten anfallen.
- > Zur Stilllegung heißt es in der Erklärung von Esbjerg, dass umweltverträglichere und kontrollierbare Lösungen an Land vorzuziehen sind und dass stillgelegte Offshore-Anlagen daher entweder wiederverwendet oder an Land entsorgt werden sollen.

Die OSPAR-Kommission legt den Rahmen für die Stilllegung einschließlich Leitlinien und Verfahren fest. In der Empfehlung 77/1 heißt es, dass die Ablagerung von sperrigen Abfällen wie Rohren und Behältern ohne Sondergenehmigung verboten ist, mit Ausnahme von Rohrleitungen zwischen Feldern. Jegliche Verklappung oder das vollständige oder teilweise Belassen von Offshore-Anlagen in der Nordsee ist gemäß Beschluss 98/3 verboten. Ausnahmen von dieser Regelung sind jedoch möglich, sofern wichtige Gründe dafür sprechen, eine alternative Entsorgung vorzuziehen. Der Beschluss 98/3 bezieht sich nicht auf die Stilllegung von Pipelines. Das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen fällt auch unter das Übereinkommen der IMO über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch die Entsorgung von Abfällen und anderen Stoffen (bekannt als Londoner Übereinkommen 1972).

2.3 Nationales Zulassungsverfahren in Dänemark

2.3.1 Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)

Eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist erforderlich, um eine Genehmigung für die Offshore-Exploration und -Förderung von Öl und Gas zu erhalten. Diese Anforderung ist in der Richtlinie über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (UVP-Richtlinie¹²) festgelegt.

Die Richtlinie wird in der dänischen Gesetzgebung umgesetzt durch

- > das konsolidierte Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung von Plänen und Programmen sowie von spezifischen Projekten (siehe Fußnote 5)
- > das dänische Bodennutzungsgesetz (siehe Fußnote 4)
- > die Verordnung über die UVP, die Verträglichkeitsprüfung in Bezug auf internationale Naturschutzgebiete und den Schutz bestimmter Arten bei der Offshore-Exploration und -Förderung von Kohlenwasserstoffen, der unterirdischen Lagerung, Pipelines usw. (siehe Fußnote 6).

Das UVP-Dokument, auf dem dieser Espoo-Bericht basiert, entspricht den oben genannten Rechtsvorschriften.

Das Verfahren der öffentlichen Anhörung für Offshore-Projekte läuft folgendermaßen ab:

Der Antrag der Projekteigner, der Bericht über die Umweltverträglichkeitsprüfung und der Genehmigungsentwurf der Behörde werden auf der Website der dänischen Energiebehörde verfügbar sein, und die Öffentlichkeit wird die Möglichkeit haben, im Rahmen einer achtwöchigen öffentlichen Anhörung zur UVP Stellung zu nehmen. Nach Ablauf der Anhörungsfrist entscheidet die dänische Energiebehörde, ob eine Genehmigung für das Projekt erteilt wird.

Entscheidungen zum Projekt und zur Umweltverträglichkeitsprüfung werden auf den Webseiten der dänischen Energiebehörde veröffentlicht, und jede Partei mit relevanten und individuellen Interessen an einer Entscheidung kann innerhalb von vier Wochen nach Veröffentlichung eine schriftliche Beschwerde gegen diese Entscheidung bei der dänischen Energieberufungsstelle (Energiklagenævnet) einreichen.

¹² Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten. Im Jahr 2014 wurde sie 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 geändert.

3 Technische Beschreibung des Projekts

3.1 Technische Beschreibung des Stilllegungsprojekts Ravn

Der folgende Abschnitt enthält eine Beschreibung der Ravn-Plattform und der zugehörigen Infrastruktur und wie diese stillgelegt werden.

Die Plattform wurde 2015 eingerichtet und die Förderung im Jahr 2017 aufgenommen.

Die Wassertiefen um die Plattform betragen durchweg zwischen 48 und 50 m LAT.

Spezifische Koordinaten zur Lage der Ravn-Plattform sind in Tabelle 3-1 abgebildet.

Tabelle 3-1 Lage der Ravn-Plattform

Name	Anlagentyp	Lage	
Ravn	Feststehende Plattform (NUI)	ERTS89	55°52'50.2"N & 4°14'5.4"O

3.1.1 Die Ravn-Anlage

Die Offshore-Anlage besteht aus einer normalerweise unbemannten Installation (NUI) in Form einer Plattform, siehe Abbildung 3-2, einschließlich zwei (nicht fördernden) Bohrungen sowie 2 Pipelines (3-Zoll-Gasliftpipeline und eine 8-Zoll-Mehrphasenpipeline) und einem (18 km langen) an die A6-A-Plattform angebundenen 5,7-Zoll-Umbilical.

Entwickelt wurde die Plattform mit zwei produzierenden Bohrungen, aus denen bis zur Einstellung der Bohrung Ravn A1 im Jahr 2020 Öl gefördert wurde. Die Bohrung Ravn A2 wurde bereits 2018 vorläufig verfüllt und aufgelassen. Davor wurden Öl und Gas über die Mehrphasenpipeline zur anschließenden Verarbeitung und zum Weiterexport zur A6-A-Plattform transportiert, siehe Abbildung 3-1.

Die Ravn-Plattform wurde von Kohlenwasserstoffen gereinigt. Außerdem wurden Solarpaneele installiert, um unabhängig von der Host-Plattform A6-A zu sein und genügend Strom für die Navigationsbeleuchtung und die Überwachung der Bohrung aus der Ferne zu erzeugen. Hierdurch reduzieren sich die Wartungsarbeiten, und die Plattform wird nur einmal jährlich durch ein Walk-to-Work-Schiff angefahren.

Über die beiden 18-km-Pipelines und das Umbilical bleibt die Plattform mit der von Wintershall Noordzee B.V. betriebenen A6-A-Host-Plattform in deutschen Gewässern verbunden. Die beiden Pipelines wurden durchgespült und mit Stickstoff beaufschlagt, damit sie künftig im Bedarfsfall wieder in Betrieb genommen werden können. Vor der Stilllegung werden die Pipelines und das Umbilical durchgespült und gereinigt.

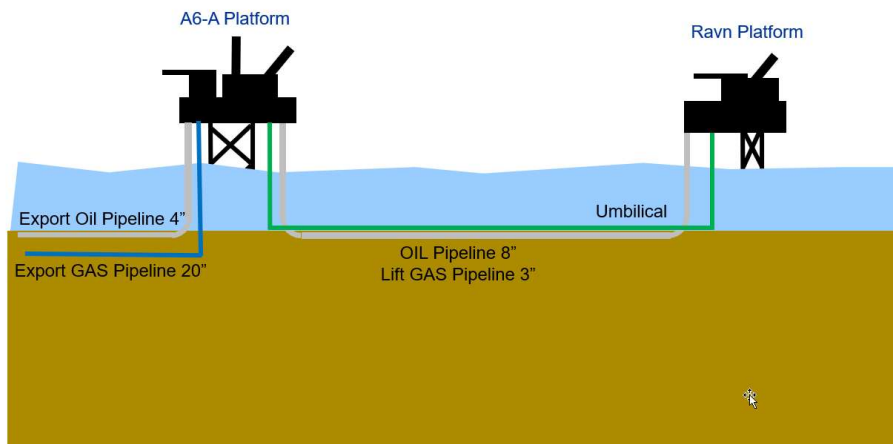


Abbildung 3-1 Überblick über die Pipeline-Verbindung zwischen Ravn und A6-A



Abbildung 3-2 Foto der Ravn-Plattform

Aufbauten und Tragkonstruktion der Ravn-Plattform

Bei der Ravn-Plattform handelt es sich um eine minimal ausgestattete Plattform mit einem Gewicht von 711 mT.

Die allgemeinen Spezifikationen für die übertägigen Anlagen der stillzulegenden Plattform (Aufbauten/Tragkonstruktion/Pfähle) sind in Tabelle 3-2 zusammengefasst.

Tabelle 3-2 Spezifikationen der Aufbauten und Tragkonstruktion

Informationen zu den übertägigen Anlagen									
Name	Anlagen- typ	Lage		Aufbauten Anlage(n)		Tragkonstruktion			
				Gewicht [mT]	Anzahl an Modulen	Gewicht [mT]	An- zahl Beine	Anzahl Pfähle	Gewicht der Pfähle [mT]
Ravn	Klein, festste- hend (NUI)	ERTS89	55°52'50.2"N 4°14'5.4"O	718 ⁽¹⁾	1	1.177 ⁽²⁾	4	4	952 ⁽³⁾

⁽¹⁾ Einschließlich 12-17 mT an zeitweiliger Ausrüstung (z. B. Stromaggregate, Dieseltank usw.), darunter auch Stücke der Plattformverbindungen an Deck (7 mT)
⁽²⁾ Ohne Pfähle und Fugenmörtel in den Skirt-Piles
⁽³⁾ Davon ausgehend, dass 20 m jedes Pfahls in den Tragkonstruktionsabschnitten (3 m unter dem Meeresboden abgeschnitten) enthalten sind, beträgt das Gesamtgewicht 316 mT (A1/B1 ~65 mT und A2/B2 ~93 mT)

Es wird darauf hingewiesen, dass das Gewicht der Aufbauten 711 mT beträgt und zusammen mit dem Gewicht der Plattformverbindungen das Gesamtgewicht 718 mT beträgt.

Struktur der Ravn-Aufbauten

Die Aufbauten verteilen sich auf fünf Ebenen/Decks (Spider-, Keller-, Mezzanin-, Haupt- und Helideck), wie in Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4 dargestellt.

- 1 Spider-Deck
- 2 Kellerdeck Notunterkunft für die Besatzung, Rettungsboot, Rettungsinsel und verschiedene andere Ausrüstungen
- 3 Mezzanindeck: Messwarte und Hochspannungsraum
- 4 Hauptdeck: Abluftkamin, Plattformkran und Tanks/Behälter
- 5 Helideck: Das Helideck ist für einen Hubschrauber mit einem Gewicht von 10,6 mT ausgelegt

Tabelle 3-3 Komponenten und Gewicht der Aufbauten

Satellit	Ravn	
Komponente	Trockengewicht [t]	Bruchteil [%]
Hauptstruktur (Stahl)	228	32
Sekundärstruktur (Stahl)	270	37
Mechanisch	43	6
Rohrleitungen	121	17
Elektrische und Steuerausrüstung	28	4
Elektrik	21	3
Gesamt	711	100 %

Struktur der Ravn-Tragkonstruktion

Die Ravn-NUI ist auf einer fest installierten vierbeinigen Tragkonstruktion aus Stahl (Bein A1, B1, A2 und B2) installiert, siehe Abbildung 3-5 bis Abbildung 3-7. Die Tragkonstruktion wiegt 1.177 mT und ist durch vier Pfähle mit einem Gesamtgewicht von 817 mT inkl.

Bodenverfestigung mit dem Meeresboden verbunden. Die Wassertiefe an dieser Stelle beträgt 49,0 m LAT.

Darüber hinaus verfügt die Tragkonstruktion über vier Ebenen unter der Wasserlinie, zwei Steigleitungen, ein J-Rohr, ein Umbilical und zwei Pipelines, einen Senkkasten und zwei Standrohre.

Die Struktur ist mit einem kathodischen Korrosionsschutz gegen Außenkorrosion durch Opferanoden geschützt. Alle im Jahr 2020 geprüften Anoden waren offensichtlich in zufriedenstellendem Zustand und wiesen keine auffälligen Anzeichen von Beschädigungen, Defekten oder größeren Rückständen auf.

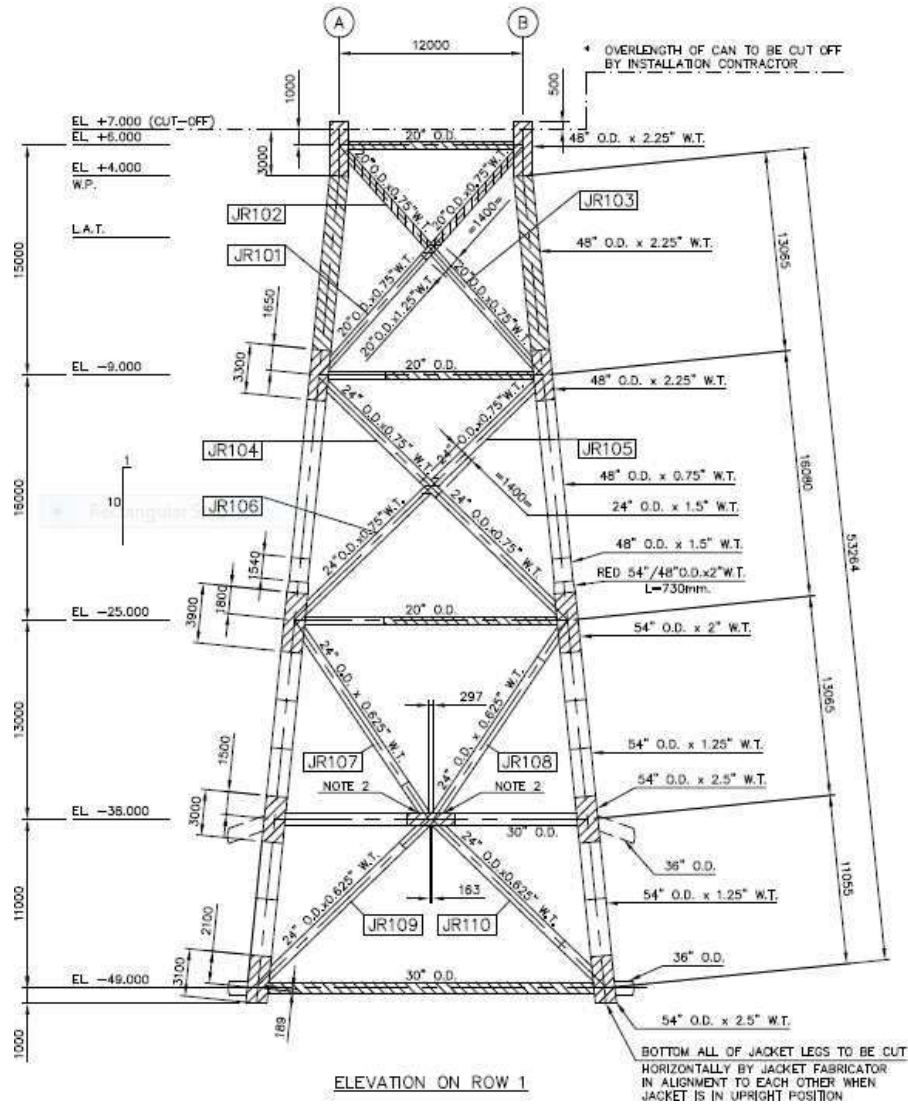


Abbildung 3-5 Seitenansicht der Tragkonstruktion

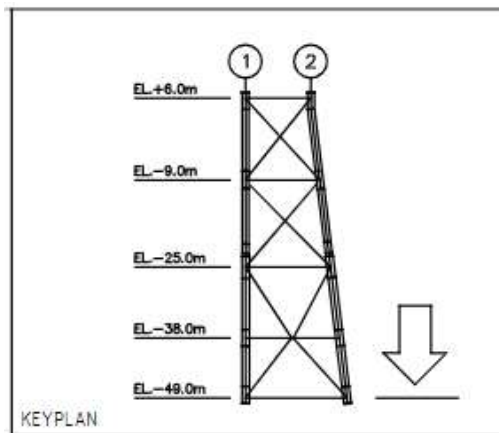


Abbildung 3-6 Übersichtsplan der Tragkonstruktion

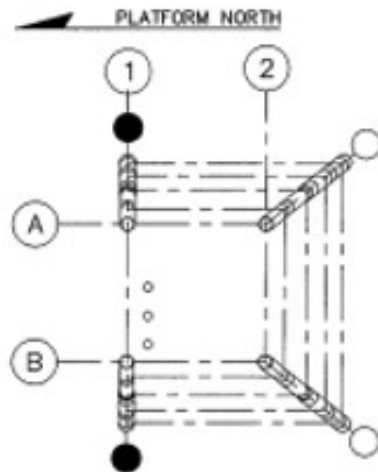


Abbildung 3-7 Grundriss der Tragkonstruktion.

Die Komponenten und das geschätzte Trockengewicht der Tragkonstruktion ohne Pfähle sind in Tabelle 3-4 aufgeführt.

Tabelle 3-4 Komponenten und Gewichte der Tragkonstruktion (ohne Pfähle)

Tragkonstruktion (Stahlstrukturen)	Trockengewicht [t]	Bruchteile [%]
Anoden (aus Aluminium)	82	7
Tragkonstruktion (Stahl)	1.095	91,5
Plattformverbindungen	7	0,5
Pipelineabschnitte vom Meeresboden bis zu den Aufbauten	20	1
Gesamt	1204	100 %

Die Gewichte der Pfähle sind nachstehend aufgeführt (die Zahlen beziehen sich auf das betreffende Bein):

- > A1 = 65 t (Schnitt 3 m unter Meeresboden)
- > A2 = 93 t (Schnitt 3 m unter Meeresboden)
- > B1 = 65 t (Schnitt 3 m unter Meeresboden)
- > B2 = 93 t (Schnitt 3 m unter Meeresboden)

Ausgehend von 20 m je Jacket-Skirt ergeben sich insgesamt 316 t.

Pipelines

Zwei Pipelines und ein Umbilical verbinden die Ravn-Plattform mit der A6-A-Plattform, eine 8-Zoll-Mehrphasenpipeline mit einer 3-Zoll-Gasliftpipeline, die im so genannten „Piggy-Back Style“ auf der Mehrphasenpipeline montiert ist (verbunden per Piggyback-Blöcken und Stahlriemen). Das Umbilical hat einen Durchmesser von 5,7 Zoll.

Die Pipelines liegen im Tandem. Diese Pipelines sowie das Umbilical sind im Meeresboden vergraben. Das Pipelinebündel und das Umbilical wurden auf der gesamten Länge getrennt verlegt, außer im Kreuzungsbereich mit der Europipe I auf dem dänischen Kontinentalschelf und der Norpipe auf dem deutschen Kontinentalschelf. Die A6-A-Plattform und Teile der Pipelines liegen im Bereich des deutschen AWZ im so genannten Entenschnabel und damit im FFH-Gebiet "Doggerbank". Die dänische Ravn-Plattform befindet sich etwa 15 km von der deutschen Grenze entfernt; die Pipelines verlaufen daher auf einer Strecke von rd. 3 km durch die deutsche Nordsee und auf den restlichen 15 km durch dänische Gewässer.

Sowohl das Rohrbündel als auch das Umbilical kreuzen die 40-Zoll-Europipe I von Gassled auf dem dänischen Kontinentalschelf. Da das Rohrbündel und das Umbilical getrennt und parallel verlegt sind, kreuzen sie die Europipe I in verschiedenen Bereichen. Da die Europipe I rd. 0,3 m über dem Meeresboden freiliegt, werden Betonmatratzen auf die Europipe I gelegt und die Pipelinebündel über den Betonmatratzen in einer Schicht aus Steinschüttung verlegt, die zusätzlich mit einer Bewehrungslage und eine feste Überdeckung aus feinem Kies geschützt wird.

Im Jahr 2020 beschloss die Wintershall Noordzee B.V., die Förderung von Erdöl und Begleitgas auf dem Ravn-Feld einzustellen. Der mehrphasige Inhalt wurde aus der 8-Zoll-Pipeline entfernt. Die 3-Zoll-Gasliftpipeline wurde entgast. Beide Leitungen wurden mit 3 bar Stickstoffdruck beaufschlagt. Ende 2021 haben Wintershall Noordzee B.V. und DNSF beschlossen, die (erneute) Erschließung des (größeren) Ravn-Gebiets nicht weiter zu verfolgen, da dies aus finanzieller Sicht nicht attraktiv war.

Um eine sichere Stilllegung der Plattformen A6-A und Ravn in Zukunft zu gewährleisten, müssen das Pipelinebündel und das Umbilical gereinigt und unter Wasser von der A6-A- und der Ravn-Plattform abgekoppelt werden.

Da es sich bei der Ravn-Plattform um eine Satellitenplattform handelt, verfügt sie nicht über genügend Platz, um Reinigungsausrüstung unterzubringen, die den Inhalt der Pipeline während des Reinigungsvorgangs aufnimmt. Das bedeutet, dass die Reinigungsarbeiten von Ravn bis A6-A durchgeführt werden müssen. Die Reinigung erfolgt vor den eigentlichen Stilllegungsarbeiten. Das Reinigungsprogramm für die Pipelines wurde gemäß den geltenden Vorschriften so konzipiert, dass in den Pipelines vorhandene Kohlenwasserstoffe und Ablagerungen hinreichend entfernt werden.

Der Durchmesser der Mehrphasenpipeline beträgt 8 Zoll (rd. 22 cm). Die Rohrleitung selbst besteht aus Stahl und ist durch drei Schichten Polypropylen (PP) vor Korrosion geschützt. Die Schicht ist 2,8 mm dick. Darüber hinaus sind in Abständen von rd. 300 m Opferanoden für den kathodischen Korrosionsschutz installiert. Diese bestehen aus einer Zink-Aluminium-Legierung, wiegen rd. 25 kg und haben eine Lebensdauer von rd. 30 Jahren. Eine zusätzliche Beschwerung war aufgrund des hohen Eigengewichts oder spezifischen Gewichts nicht erforderlich.

Außerdem ist eine 3-Zoll-Liftgaspipeline installiert. Diese ist mit einer 2,1 mm starken Schutzschicht aus PP im so genannten „Piggyback-Verfahren“ direkt auf die Pipeline montiert.

Tabelle 3-5 enthält eine Übersicht über die relevanten Planungsinformationen und den Status der beiden Pipelines und des Umbilicals zwischen der Ravn- und der A6-A-Plattform.

Tabelle 3-5 Informationen zu den Pipelines und dem Umbilical

Informationen	8-Zoll-Mehrphasenpipeline	3-Zoll-Gasliftpipeline	Umbilical
Typ:	Starr API-5L-X52	Starr API-5L-X52	Umbilical
Außendurchmesser:	8,625 Zoll (219,1 mm)	3 Zoll (88,9 mm)	145 mm
Rohre	-	-	1 St. Super-Duplex-Rohr ¾ Zoll NB 7 St. Thermoplastisches Rohr ½ Zoll NB
Wandstärke:	12,7 mm	6,4 mm	-
Beschichtung:	2,8 mm PP	2,1 mm PP	Äußere Schicht 5,3 mm LDPE
Wassertiefe	49 m Ravn-Plattform (47 m A6-A-Plattform)	49 m Ravn-Plattform (47 m A6-A-Plattform)	49 m Ravn-Plattform (47 m A6-A-Plattform)
Länge	18.295 m	18.295 m	18.295 m
Aktueller Pipeline-Druck (N2):	3 barg	3 barg	0 barg (Umgebungsdruck)
Produkt:	Rohöl/Begleitgas/Wasser	Trockengas	Methanol/Korrosionsinhibitor/Asphalteninhibitor
Status:	Entölt und mit 3 bar Stickstoff gefüllt	Entgast und mit 3 bar Stickstoff gefüllt	Gefüllt
Vergrabung:	Graben über die gesamte Länge der Pipeline mit Ausnahme der Kreuzungsbereiche	Per Piggyback-Verfahren mit der 8-Zoll-Mehrphasenpipeline verbunden und über die gesamte Länge der Pipeline mit Ausnahme der Kreuzungspunkte vergraben	Graben über die gesamte Länge des Umbilicals außer in Kreuzungsbereichen
Plattformverbindung/Umbilical 500-m-Zone:	Nicht per Piggyback-Verfahren montiert. Abgedeckt mit Betonmatratzen bei Ravn und einer Felsberme bei A6-A	Parallel zur 8-Zoll-Pipeline verlaufend Abgedeckt mit Betonmatratzen bei Ravn und einer Felsberme bei A6-A	Abgedeckt mit Betonmatratzen bei Ravn und einer Felsberme bei A6-A

In der Nähe der Ravn-Plattform wurden die Enden der Pipelines und des Umbilicals mit insgesamt rd. 40 Betonmatratzen abgedeckt. Der Kreuzungsbereich mit der Europipe I wurde mit 8 Betonmatratzen abgedeckt. Außerdem wurden im Kreuzungsbereich rd. 1.885 t Bewehrungslage und 2.157 t feste Überdeckung geschüttet.

3.2 Das Stilllegungsprogramm Ravn

In diesem Abschnitt wird das Stilllegungsprogramm mit den darin vorgeschlagenen Methoden und Verfahren beschrieben.

Der allgemeine Arbeitsumfang für den Stilllegungsprozess ist in die folgenden Schritte unterteilt:

Phase I : Rückbau- und Entsorgungsplan sowie Rückbau-Engineering (onshore)

Phase II : Offshore-Vorbereitungen und Pipeline-Abkopplung

Phase III: Rückbau der Plattform

Phase IV : Reinigung und Untersuchung des Meeresbodens

Phase V : Entsorgung aller Materialien

3.2.1 Rückbau der Aufbauten

Die Aufbauten wurden von einem Schwerlastschiff (Heavy Lift Vessel, HLV) in einem einzigen Kranhub installiert.

Es gibt zwei grundsätzliche Methoden für den Rückbau der Aufbauten (siehe Tabelle 3-6), darunter der Single Lift, bei dem die die Aufbauten mit einem großen Schwerlastschiff als eine Einheit abgebaut und zur Demontage an Land transportiert wird. Zerlegung der Aufbauten in mehrere Teile offshore und Transport mit einem Arbeitsschiff an Land. Die Entscheidung für eine Methode hängt auch von der Verfügbarkeit der benötigten Schiffe und dem Angebot der Auftragnehmer ab.

Die endgültige Entscheidung über die Stilllegungsmethode wird nach einem kommerziellen Ausschreibungsverfahren getroffen. Sobald die Rückbaumethode bestätigt ist, können die Aufbauten für den Hebeprozess vorbereitet werden.

Verschiedene für die Inbetriebnahme und Installation von Plattformen eingesetzte Schiffe werden auch für die Stilllegung und den Rückbau von Plattformen eingesetzt, darunter HLV/SLV/MCV usw. (Abkürzungen siehe in Abschnitt 1). Die Optionen für den Rückbau der Aufbauten mit Hilfe unterschiedlicher Schiffe sind in Tabelle 3-6 beschrieben.

Tabelle 3-6 Methoden für den Rückbau von Aufbauten

Methode	Beschreibung
Rückbau mittels Single-Lift per HLV/SLV/MCV	Rückbau der Aufbauten als komplette Einheit und Transport an Land zur Wiederverwendung ausgewählter Ausrüstung, zum Recycling, Demontage und/oder Entsorgung.
Offshore-Zerlegung in mehrere Stücke zur Wiederverwendung/Entsorgung an Land	Der Rückbau der Aufbauten erfolgt offshore durch Zerlegung in mehrere Stücke und deren Transport mit Arbeitsschiffen an Land. Die Stücke werden dann zur Wiederverwendung, zum Recycling oder zur Entsorgung gesichtet.
Rückbaumethode und Entsorgungsweg für die Plattform Ravn (Vorschlag)	Rückbau der Aufbauten in einem einzigen Kranhub per Schwerlastschiff (HLV). Transport zur niederländischen Küste, wo Demontage, Entsorgung und Recycling stattfinden. Die grenzüberschreitende Verbringung von Abfällen wird im kommerziellen Ausschreibungs- und Genehmigungsverfahren behandelt.

Die vorgeschlagene Stilllegungsmethode ist der Rückbau der Aufbauten mit einem einzigen Hub, und diese wird als [die geeignete] Methode bewertet.

Zum Trennen der Aufbauten von der Tragkonstruktion müssen Schneidearbeiten durchgeführt werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Schneidearbeiten über Wasser per autogenem Brennschneiden und die Schneidearbeiten unter dem Meeresboden mit einem Abrasivschneidgerät durchgeführt werden. Es könnten auch andere Optionen untersucht und/oder gewählt werden. Beim Rückbau der Plattformen erfolgt zunächst der Rückbau der Aufbauten (einschließlich der Beinverlängerungen) und anschließend der der Tragkonstruktion.

Die Aufbauten werden von der Tragkonstruktion gehoben und zum geplanten Hafen mit geeigneter Abwrackwerft transportiert, siehe Abbildung 3-8.

Der allgemeine Prozess umfasst die folgenden Schritte:

- 1 Inspektion (zerstörungsfreie Prüfung) der vorhandenen Hebeaugen (4)
- 2 Rückbau der Schnittstelle Aufbauten/Tragkonstruktion
- 3 Einsatz von Anschlagmitteln
- 4 Trennen der Beine, Anheben und Befestigen auf dem Arbeitsschiff oder Transport am Kranhaken zum Ufer



Abbildung 3-8 Anheben der Aufbauten (Beispielfoto für das Aufrichten)

3.2.2 Rückbau der Tragkonstruktion

Es gibt drei grundsätzliche Methoden für den Rückbau der Tragkonstruktion (siehe Tabelle 3-7).
Diese sind:

- Single-Lift, bei dem die Tragkonstruktion mit einem großen Hebeschiff als eine Einheit entfernt und zur Demontage an Land transportiert wird.
- Rückbau der Tragkonstruktion und Transport an Land, wo sie zur späteren Wiederverwendung an einem anderen Standort überholt wird.
- Stückweiser Rückbau durch Offshore-Zerlegung der Tragkonstruktion in mehrere Stücke und Transport an Land.

Die wichtigsten Methoden einschließlich der verschiedenen Schiffstypen, die für den Rückbau der Tragkonstruktion zur Verfügung stehen, sind in Tabelle 3-7 beschrieben. Die endgültige Entscheidung über die Stilllegungsmethode wird nach einem kommerziellen Ausschreibungsverfahren getroffen.

Tabelle 3-7 Methoden zum Rückbau der Tragkonstruktion

Methode	Beschreibung
Rückbau und Wiederverwendung	Die Pfähle der Tragkonstruktion werden 3 m unter dem Meeresboden abgeschnitten. Rückbau der Tragkonstruktion, Überholung an Land, Transport zu einem anderen Standort.

Methode	Beschreibung
Offshore-Rückbau per Single-Lift, Entsorgung an Land	Die Pfähle der Tragkonstruktion werden 3 m unter dem Meeresboden abgeschnitten. Rückbau der Aufbauten als komplette Einheit und Transport an Land zur Demontage und/oder zum Recycling.
Offshore-Zerlegung in mehrere Stücke zur Entsorgung an Land	Rückbau der Tragkonstruktion durch Zerlegung in mehrere Stücke per Arbeitsschiff und Transport zur Werft an Land. Die Pfähle der Tragkonstruktion werden 3 m unter dem Meeresboden abgeschnitten.
Rückbaumethode und Entsorgungsweg (Vorschlag)	Die Pfähle der Tragkonstruktion werden 3 m unter dem Meeresboden abgeschnitten. Rückbau der Tragkonstruktion per Single-Lift. Transport zur niederländischen Küste zwecks Demontage und Recycling. Die grenzüberschreitende Verbringung von Abfällen wird im kommerziellen Ausschreibungs- und Genehmigungsverfahrens behandelt.

Die vorgeschlagene Stilllegungsmethode ist der Rückbau der Tragkonstruktion mit einem einzigen Hub und wird daher als [die geeignete] Methode bewertet.

Die Tragkonstruktion wird vom Meeresboden getrennt, indem das Fundament/die Skirt-Piles in der erforderlichen Höhe unter dem Meeresboden abgeschnitten werden. Die Tragkonstruktion wird per Kran angehoben und am Kranhaken hängend oder per Arbeitsschiff zum vorgesehenen Hafen transportiert, siehe Abbildung 3-9. Das Schneiden unter dem Meeresboden wird mit einem Abrasivschneider durchgeführt.

Vor dem Schneiden der Skirt-Piles der Tragkonstruktion müssen die Pfähle bis zu einer bestimmten Tiefe ausgebaggert werden, damit das Abrasivschneidergerät an der richtigen Stelle/Tiefe positioniert werden kann. Da die Schnittlinie der Pfähle unterhalb des allgemeinen Meeresbodenniveaus liegt, muss der Bodenpfropfen im Pfahl bis 3 m unter dem allgemeinen Meeresbodenniveau entfernt werden.

Zur Entfernung des Sediments (Bodenpfropfen) im Inneren des Pfahls wird der Einsatz eines Druckluftwerkzeugs vorgeschlagen. Die Art des Werkzeugs kann sich je nach Bodenart (Ton/Sand) im Pfahl unterscheiden. Das Werkzeug wird im Pfahlinneren bis zur gewünschten Tiefe eingesetzt. Sobald es in Position ist, wird das System mit Strom versorgt und das Sediment entfernt.

Nach dem Entfernen des Bodens in den Pfählen kann der Schneidvorgang erfolgen. Zunächst werden alle vier Pfähle 3 m unter dem Meeresboden durchtrennt. Das Schneiden der Pfähle erfolgt mit einem Abrasivschneidergerät, das bis zur erforderlichen Tiefe in die Pfähle der Tragkonstruktion abgesenkt wird.

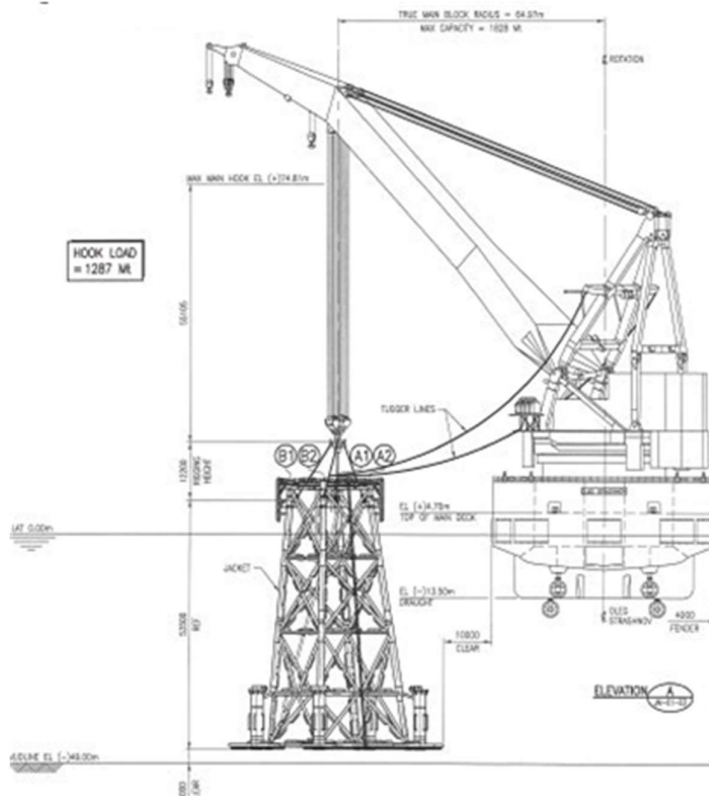


Abbildung 3-9 Hebevorgang der Tragkonstruktion (Beispiel)

3.2.3 Emissionen in die Luft beim Rückbau von Plattformaufbauten und Tragkonstruktion

Emissionen in die Luft im Zusammenhang mit dem Rückbau der Aufbauten und der Tragkonstruktion sind zurückzuführen auf den Einsatz verschiedener Offshore-Spezialschiffe (z. B. Schwerlastschiffe, Vermessungsschiffe usw.)

In Tabelle 3-8 ist der zu erwartende Transportverkehr im Zusammenhang mit den Stilllegungsarbeiten dargestellt.

Tabelle 3-8 Art des Transports im Zusammenhang mit dem Rückbau von Plattformaufbauten und Tragkonstruktion

Schiff	Anzahl	Tage	Kraftstoffverbrauch [m ³ /Tag]
Rückbau von Plattformaufbauten und Tragkonstruktion mittels Single-Lift per Schwerlastschiff (Heavy Lift Vessel)			
Schwerlastschiff (Heavy Lift Vessel - HLV)	1	14,5	28
150-t-Ankerwindenschlepper	1	14,5	11

Annahmen:

Bei allen Tagesschätzungen sind wetterbedingte Verzögerungen und unvorhergesehene Ereignisse berücksichtigt.

Die Emissionen in die Luft wurden für die geplanten Rückbaumethoden für die Aufbauten und die Tragkonstruktion berechnet, siehe Tabelle 3-9.

Tabelle 3-9 Gesamtemissionen in die Luft beim Rückbau von Plattformaufbauten und Tragkonstruktion.

Emissionen beim Rückbau von Plattformaufbauten und Tragkonstruktion	CO ₂ [t]	NO _x [t]	SO _x [t]	CH ₄ [t]	nmVOC [t]
Schwerlastschiff (Heavy Lift Vessel - HLV)	1.094	18	0,3	0,05	2
150-t-Ankerwindenschlepper	430	7	0,1	0,02	1
Gesamt	1.524	25	0,5	0,1	2,4

3.2.4 Abkopplung von Pipelines und Umbilical

Vor der Abkopplung der Pipeline und des Umbilicals wurden diese gereinigt. Die Reinigungsaktivitäten werden in dieser UVP nicht weiter bewertet. Die Emissionen durch die verschiedenen Aktivitäten werden in den Abschnitten 9.1.5 und 9.2.5 beschrieben.

Nach der Reinigung der beiden Pipelines (8-Zoll-Mehrphasenpipeline und 3-Zoll-Gasliftpipeline) und des Umbilical werden die Pipelines von der Ravn-Plattform abgekoppelt. Die hierfür erforderlichen Arbeiten werden von Tauchern und einem DSV der DP2-Klasse im Lufttauchmodus mit [Sauerstoff-]Sättigung an Deck durchgeführt, um die Arbeitsfähigkeit zu verbessern. Das Lufttauchsystem ist mit einem redundanten LARS (Launch and Recovery System) ausgestattet, das bis zu 50 m Wassertiefe tauchen kann. Das DSV wird über eine Schneidausrüstung und ein kleines ferngesteuertes Fahrzeug (ROV) namens „Tiger“ verfügen, um Untersuchungen durchzuführen und die Taucher bei ihrer Arbeit zu beobachten. Das ROV wird eine Aufnahme des Ist-Zustands vornehmen.

Die Taucher werden die freiliegenden Pipeline- und Umbilical-Abschnitte entweder mit einem autogenen Brennschneider oder einer hydraulischen Spitznas-Stichsäge durchtrennen. Es werden 20 m der 8-Zoll/3-Zoll-Piggyback-Pipeline sowie 6 m des Umbilicals rückgebaut. Insgesamt werden 6 Schnitte an den Plattformverbindungen der Pipeline und zwei Schnitte am Umbilical vorgenommen, um Längen zu erzeugen, die an Bord des DSV gehoben werden können. Das Schneiden und Entfernen der freiliegenden Plattformverbindungen und der Umbilical-Abschnitte sowie die Untersuchungen und Tauchvorbereitungen werden etwa 24 Stunden dauern. Die Plattformverbindung und die abgetrennten Abschnitte des Umbilicals werden an Bord des DSV gehoben und an Land transportiert. Das freiliegende Pipelinebündel und das Ende des Umbilicals werden mit Kies abgedeckt, um die Enden vor Fischereiaktivitäten zu schützen. Die Kiesbermen an den Enden der Pipelines und des Umbilicals werden eine Grundfläche von etwa 6 m² einnehmen.

Abbildung 3-10 vermittelt einen Überblick über den Rückbau der Untersee-Plattformverbindungen an der Ravn-Plattform.

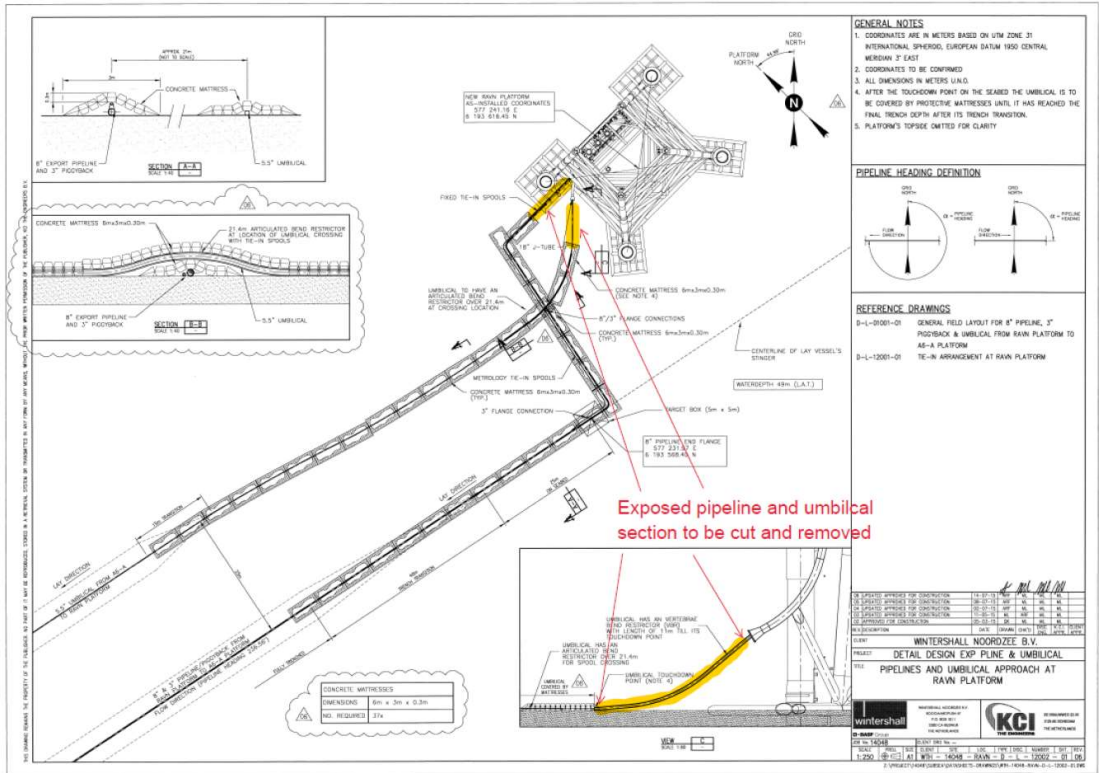


Abbildung 3-10 zeigt das Schneiden und den Rückbau der 8-Zoll/3-Zoll-Pipelinebündel und Umbilical-Abschnitte an der Ravn-Plattform

3.2.5 Stilllegung von Pipelines/Umbilical und Maßnahmen zur Stabilisierung der Pipelines

Vor der Stilllegung der Pipelines und des Umbilicals wurden die Enden der Pipelines und des Umbilicals gereinigt und abgekoppelt, siehe Abschnitt 6.2.4 oben. Die Enden wurden mit Kies abgedeckt, um sie vor Fischereiaktivitäten zu schützen. Das Reinigungsprogramm für die Pipelines wurde gemäß den geltenden Vorschriften so konzipiert, dass in den Pipelines vorhandene Kohlenwasserstoffe und Ablagerungen hinreichend entfernt werden.

In Tabelle 3-10 sind die bewerteten Stilllegungsoptionen für die Pipelines und das Umbilical aufgeführt.

Tabelle 3-10 Bewertete Stilllegungsoptionen

Bewertete Stilllegungsoptionen für Pipeline oder Pipelinegruppen			
Pipelines und Umbilical	Art der Verlegung der Pipeline	Ganze Pipeline(gruppe) oder Teile davon	Bewertete Stilllegungsoptionen
8 Zoll, 3 Zoll, 5,7 Zoll	In Gräben verlegt, vergraben	Gesamtheit der Pipelines, ausgenommen in Kreuzungsbereichen	1) Belassen in situ 2) Rückbau der Pipeline- und Umbilical-Abschnitte auf dem Meeresboden 3) Rückbau durch umgekehrte Installation

			4) Rückbau durch Schneiden und Heben (Cut-and-Lift-Verfahren)
--	--	--	---

Für die Pipelines und das Umbilical in dänischen Gewässern wurden folgende Stilllegungsoptionen in Betracht gezogen:

Belassen in situ: Die Pipelines und das Umbilical werden an Ort und Stelle belassen, ohne dass weitere Maßnahmen ergriffen werden. An den Enden der Pipeline und des Umbilicals werden keine weiteren Steinschüttungen vorgenommen, da dies bereits bei der Reinigung und Abkopplung der Pipelines geschehen ist.

Rückbau der Pipelines und des Umbilicals auf dem Meeresboden: Die ersten 150 m des Pipelinebündels und des Umbilicals sowie die Abschnitte in den Kreuzungsbereichen werden rückgebaut, da sie sich auf dem Meeresboden befinden, während der Rest des Pipelinebündels und des Umbilicals im Meeresboden verbleiben. Die Steinschüttung, die Bewehrungsschicht und die feste Überdeckung im Kreuzungsbereich werden auf dem Meeresboden umgelagert, während die Betonmatratzen entfernt und an Land gebracht werden. Die freiliegenden Rohrleitungsenden werden mit Felsbermen gesichert.

Rückbau durch umgekehrte Installation: Das Verfahren, bei dem das Pipelinebündel durch umgekehrte S-Verlegung vom Meeresboden geborgen wird und das Umbilical durch umgekehrte Aufwicklung geborgen wird. Beim Ausgraben der Pipelines und des Umbilicals entsteht ein Korridor. Bei der umgekehrten S-Verlegung wird das Pipelinebündel vom Meeresboden geborgen und auf dem Deck des S-Lay-Schiffs durchgeschnitten. Bei der umgekehrten Aufwicklung wird das Umbilical mit Hilfe eines Spezialschiffs geborgen. Diese Schiffe werden in der Regel für Installationsarbeiten eingesetzt, können aber auch für die Bergung von Pipelines im Rahmen eines Stilllegungsprojekts verwendet werden.

Rückbau durch Schneiden und Heben (Cut-and-Lift-Verfahren): Die Pipelines und das Umbilical werden auf dem Meeresboden in Stücke geeigneter Länge geschnitten und zum Transport an Land auf ein Schiff gehoben. Es müssen die Steinschüttung entfernt und der Graben, in dem die Pipeline und das Umbilical verlegt sind, geöffnet werden.

Die Stilllegung der Pipelines ist in Tabelle 3-11 dargestellt.

Tabelle 3-11 Stilllegung der Pipelines

Methode	Beschreibung
Rückbaumethode und Entsorgungsweg (Vorschlag)	<p>In Betracht gezogene Stilllegungsoptionen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Belassen in situ 2) Rückbau der Pipeline- und Umbilical-Abschnitte auf dem Meeresboden 3) Rückbau durch umgekehrte Installation 4) Rückbau durch Schneiden und Heben (Cut-and-Lift-Verfahren) <p>Die Pipeline ist derzeit stabil und im Meeresboden vergraben (mit Ausnahme der Kreuzungsbereiche), und das In-situ-Belassen hat die geringsten Auswirkungen auf den Meeresboden (siehe die Ergebnisse der Vergleichsstudie in Kapitel 16 der UVP).</p> <p>Die von der Wintershall Noordzee B.V. bevorzugte Option auf der Grundlage einer umfassenden Vergleichsstudie:</p>

	Belassen der Pipelines und des Umbilicals zusammen mit den Betonmatratzen in situ. Der Kreuzungsbereich mit der Europipe I wird in situ belassen.
--	---

Zusammenfassung der von der Wintershall Noordzee B.V. bevorzugten Option für die Stilllegung der Pipeline:

- Rückbau der auf dem Meeresboden freiliegenden Plattformverbindungen in der Vorbereitungsphase und Rücktransport an Land (Reinigung und Abkopplung).
- Plattformverbindungen und Umbilical-Abschnitte, die bereits von Betonmatratzen und/oder Felsbermen abgedeckt sind, werden in situ belassen.
- Die Pipeline wird in situ belassen und bei Bedarf während der Vorbereitungsphase durch Gestein stabilisiert (Reinigung und Abkopplung).
- Die aufgebrachte Gesteinslage wird in situ belassen. Dies gilt auch für Steinschüttungen, die in der Vorbereitungsphase (Reinigung und Abkopplung) beim Ausgraben der Rohrleitungsenden und Plattformverbindungen umgelagert worden sind.
- Der Kreuzungsbereich (Rohrleitungsbündel, Umbilical, Betonmatratzen, Steinschüttung, Bewehrungsschicht und feste Überdeckung) wird in situ belassen.
- Die Wintershall Noordzee B.V. wird regelmäßig Untersuchungen durchführen, um sicherzustellen, dass keine Teile der Pipelines freigelegt werden.

Da die Pipeline als stabil und im Meeresboden vergraben betrachtet wird, sind keine negativen Auswirkungen auf die Fischerei zu erwarten. Daher ist in diesem Stadium der Stilllegungsplanung beabsichtigt, in der Vorbereitungsphase (Reinigung und Abkopplung) die Tie-in-Plattformverbindungen rückzubauen, die Pipelineenden mit einer Gesteinslage abzudecken und die Pipeline in situ zu belassen.

Emissionen in die Luft im Zusammenhang mit der Stilllegung von Pipelines

Die unterschiedlichen Arbeitsumfänge der vier Stilllegungsoptionen für die Pipeline erfordern Arbeitsschiffe unterschiedlicher Art und Anzahl, und die verschiedenen Aktivitäten haben einen unterschiedlichen Zeitaufwand. Dies wirkt sich auf die Emissionen im Zusammenhang mit der Stilllegung der Pipelines aus.

Bei der Option, die Pipeline in situ zu belassen, wurden die Abkopplung der Pipelines und des Umbilicals und die Steinschüttungen an den Leitungsenden bereits als Teil der Reinigungs- und Abkopplungsarbeiten durchgeführt, so dass nur noch regelmäßige Lagevermessungen erforderlich sind. Dies erfolgt einmal im Jahr mit einem Vermessungsschiff, das rd. 24 Stunden für den Einsatz benötigt. Die Häufigkeit der Vermessungen wird jedoch auf der Grundlage einer Risikobewertung mit den Behörden vereinbart. Die Emissionen des Vermessungsschiffs im Zusammenhang mit diesen Arbeiten werden für eine einzelne Vermessung geschätzt, da die Häufigkeit der Vermessungen noch nicht festgelegt ist. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die entstehenden Emissionen vernachlässigbar sind, da es sich um lediglich ein einziges Schiff handelt, das z. B. alle vier Jahre über einen begrenzten Zeitraum im Einsatz ist.

Die Option eines Rückbaus des gesamten Materials auf dem Meeresboden erfordert den Vor-Ort-Einsatz von Spezialschiffen wie DSV, Schiffen mit Grabenfräse, Steinschüttungsschiffen und

Versorgungsschiffen über einen Zeitraum von etwa vier Wochen. Wenn alle drei Schiffstypen 28 Tage lang im Einsatz sind, führt dies zu Emissionen in die Luft. Eine Schätzung der Höhe der entstehenden Emissionen ist in Tabelle 3-12 dargestellt.

Die Option eines Rückbaus der Pipelines und des Umbilicals durch umgekehrte Installation erfordert rd. 55 Tage Arbeit vor Ort mit Spezialschiffen wie DSV, Schiffen mit Grabenfräse, Verlegeschiffen mit Spule zum Aufwickeln des Umbilicals, Verlegeschiffen für die umgekehrte S-Verlegung, Wachschiffen und Versorgungsschiffen. Wenn alle Schiffe 55 Tage lang im Einsatz sind, führt dies zu Emissionen in die Luft. Eine Schätzung der Höhe der entstehenden Emissionen ist in Tabelle 3-12 dargestellt.

Die Option eines Rückbaus der Pipelines und des Umbilicals im Cut-and-Lift-Verfahren erfordert rd. 100 Tage Arbeit vor Ort mit Spezialschiffen wie DSV, Schiffen mit Grabenfräse, Offshore-Bauschiffen und Versorgungsschiffen. Wenn alle Schiffe 100 Tage lang im Einsatz sind, führt dies zu Emissionen in die Luft. Eine Schätzung der Höhe der entstehenden Emissionen ist in Tabelle 3-12 dargestellt.

Der Bedarf an Arbeitszeit (in Tagen) und Schiffstypen ist geschätzt, da noch nicht bekannt ist, welche Schiffstypen eingesetzt werden und dies von der kommerziellen Ausschreibung abhängt.

Tabelle 3-12 Schätzwerte für Emissionen in die Luft bei den verschiedenen Stilllegungsoptionen für die Pipelines

Stilllegungsoption	CO ₂ [t]	NO _x [t]	SO _x [t]	CH ₄ [t]	nmVOC [t]
Belassen in situ ¹⁾	10-15	0,5-1	0,005-0,01-	0,0005-0,001	0,01-0,05
Rückbau der Materialien auf dem Meeresboden ²⁾	6.000-8.000	100-150	2-4	0,5-1	10-15
Rückbau durch umgekehrte Installation ³⁾	8.000-10.000	150-200	3-5	0,5-1	15-20
Rückbau durch Schneiden und Heben (Cut-and-Lift-Verfahren) ⁴⁾	15.000-20.000	250-300	5-7	1-2	25-30
<p>1) Schätzung für eine Vermessung. Annahme: 24 Stunden Einsatzzeit des Vermessungsschiffs pro Vermessung. Die genaue Häufigkeit der Vermessungen wird in Absprache mit den Behörden festgelegt.</p> <p>2) Annahme: 28 Tage Einsatzzeit für DSV (Kraftstoffverbrauch 30 m³/Tag), Steinschüttungsschiff (Kraftstoffverbrauch 27 m³/Tag) und Versorgungsschiff (7 m³/Tag).</p> <p>3) Annahme: 55 Tage Einsatzzeit für Verlegeschiff mit Spule zum Aufwickeln des Umbilicals (Kraftstoffverbrauch 10 m³/Tag), DSV-Schiff (Kraftstoffverbrauch 30 m³/Tag), S-Lay-Schiff (Kraftstoffverbrauch 10 m³/Tag), Wachschiff (Kraftstoffverbrauch 0,5 m³/Tag) und Versorgungsschiff (7 m³/Tag).</p> <p>4) Annahme: 100 Tage Einsatzzeit für DSV (Kraftstoffverbrauch 30 m³/Tag), Steinschüttungsschiff (Kraftstoffverbrauch 20 m³/Tag) und Versorgungsschiff (7 m³/Tag).</p>					

3.2.6 Lagevermessung nach Stilllegung

Nach Abschluss der Stilllegungsarbeiten wird eine Vermessung des ehemaligen Plattformstandortes (500-m-Sicherheitszone) durchgeführt, um zu überprüfen, ob der Rückbau gemäß vereinbarter Planung erfolgt ist, und zwar sowohl im Hinblick auf die Umweltaspekte als auch auf die Ausgangsvermessung der in situ belassenen stillgelegten Pipelines.

Nach dem Rückbau der Plattformverbindungen wird in dem Gebiet, in dem die Arbeiten stattgefunden haben (500-m-Sicherheitszone), eine Bestandsaufnahme des Ist-Zustands durchgeführt, um nachzuweisen, dass die Pipeline- und Umbilical-Enden mit Steinschüttung/Betonmatratzen abgedeckt sind.

3.2.7 Transport an Land

Die Abfälle sind zu einem Entsorgungsbetrieb an Land zu verbringen. Es wird erwartet, dass sie an die niederländische Küste transportiert werden. Während des Transports vom Standort in der Nordsee und bis zur Ankunft auf der Entsorgungswerft ist Wintershall Noordzee B.V. für die Plattform verantwortlich. Die Plattform wird nach der Ankunft im Hafen an den Entsorgungsbetrieb übergeben.

Wintershall Noordzee B.V. sorgt dafür, dass der Transport der Plattform in Übereinstimmung mit der geltenden Gesetzgebung erfolgt und wird die erforderlichen Daten vorlegen.

3.2.8 Materialien, die in situ verbleiben

Wintershall Noordzee B.V. ist sich bewusst, dass sie als Eigentümerin weiterhin für alle stillgelegten Komponenten haftet, die durch die Akzeptanz der Ergebnisse der Pipeline-Vergleichsstudie in situ verbleiben dürfen.

Zu den Materialien, die nach der Stilllegung in situ verbleiben sollen, gehören Skirt-Piles, die Abdeckmaterialien für die Pipelines und die Pipelines zwischen Ravn und A6-A.

4 Methodik für die Bewertung von Auswirkungen

Die ökologische Tragweite (das Schadenspotenzial) und das Risiko der Auswirkungen des Projekts auf Umweltrezeptoren wurden anhand der folgenden Methodik bewertet.

Umweltrisiko ist eine Kombination aus der Tragweite (dem Schadenspotenzial) einer Auswirkung und der Wahrscheinlichkeit, dass eine Auswirkung eintritt. Dies bedeutet zum Beispiel, dass ein Vorfall, der schwerwiegende Auswirkungen haben kann, jedoch nicht sehr wahrscheinlich ist, ein geringes Umweltrisiko darstellt.

Die Bewertung des Umweltrisikos für jeden betrieblichen Ablauf oder jeden Vorfall umfasst drei Schritte:

- > Bewertung der ökologischen Tragweite (des Schadenspotenzials) einer Auswirkung,
- > Bewertung der Wahrscheinlichkeit, dass eine Auswirkung eintritt (Eintrittswahrscheinlichkeit),
- > Bewertung des Umweltrisikos durch Kombination der Kriterien Schadenspotenzial und Eintrittswahrscheinlichkeit.

4.1 Bewertung des Schadenspotenzials

Die Bewertung des Schadenspotenzials umfasst die folgenden Schritte:

- > Bewertung der Art, des Umfangs, der Dauer und des Ausmaßes von Auswirkungen anhand der in Tabelle 4-1 aufgeführten Kriterien einschließlich der Angabe, ob die Auswirkungen positiv oder negativ und vorübergehend oder dauerhaft sind.
- > Bewertung des Schadenspotenzials von Auswirkungen durch Kombination der Bewertungen von Umfang, Dauer und Ausmaß der Auswirkungen anhand der Kriterien in Tabelle 4-2.

Tabelle 4-1 Kriterien für die Bewertung von Art, Umfang, Dauer und Ausmaß von Auswirkungen

Kriterium	Beschreibung
Art	Art der ökologischen Veränderung
Positiv	Vorteilhafte ökologische Veränderung
Negativ	Nachteilige ökologische Veränderung
Umfang	Geografisches Gebiet, das von der Auswirkung betroffen sein könnte
Lokal	Ausschließlich der Bereich, in dem die unmittelbar mit den Baumaßnahmen zusammenhängenden Aktivitäten stattfinden können
Regional	Effekte können in der mittleren Nordsee auftreten
National	Effekte können in dänischen Gewässern auftreten
International	Effekte können in der gesamten Nordsee auftreten
Dauer	Zeitraum, über den die Auswirkung voraussichtlich auftritt

Kurzfristig	Weniger als 8 (acht) Monate
Mittelfristig	Zwischen 8 (acht) Monaten und 5 (fünf) Jahren
Langfristig	Mehr als 5 (fünf) Jahre
Ausmaß	Das Ausmaß der Auswirkungen auf ökologische und soziale Prozesse
Gering	<p>Das Ausmaß einer Auswirkung wird, sofern möglich, anhand der Ergebnisse einer Umweltsimulation bewertet. Andernfalls basiert das Ausmaß einer Auswirkung auf der Bewertung durch einen Experten, der sich auf Erfahrungen aus anderen Projekten stützt. Dabei werden die folgenden Faktoren berücksichtigt:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Das Ausmaß, in dem potenziell betroffene Lebensräume und Organismen von menschlichen Aktivitäten unberührt bleiben › Die Anzahl/Aspekte eines Umweltmerkmals, das potenziell betroffen sein wird › Die Einzigartigkeit/Seltenheit potenziell betroffener Organismen und Lebensräume › Der Erhaltungszustand von Lebensräumen oder Organismen (Natura-2000-Gebiete, Anhang-IV-Arten usw.) › Die Empfindlichkeit des Lebensraums/Organismus' › Die Widerstandsfähigkeit der Organismen/Lebensräume gegenüber den Auswirkungen und der Bewertung der Fähigkeit, sich an die Auswirkungen anzupassen, ohne den Erhaltungszustand, die Einzigartigkeit oder Seltenheit zu beeinträchtigen › Das Ersetzungspotenzial, d. h., eine Bewertung, inwieweit der Verlust von Lebensräumen oder Populationen von Organismen durch andere ersetzt werden kann
Mittel	
Groß	
Häufigkeit	Wie oft die Auswirkung eintritt
Niedrig	Die Auswirkung tritt selten oder nur einmal ein
Mittel	Die Auswirkung tritt regelmäßig ein
Hoch	Die Auswirkung tritt häufig oder laufend ein
Reversibilität	Ob eine Auswirkung dauerhaft ist oder nicht
Reversibel	Die Auswirkung ist nicht dauerhaft
Irreversibel	Die Auswirkung ist dauerhaft

Tabelle 4-2 Kriterien für die Bewertung des Schadenspotenzials potenzieller Auswirkungen des Projekts

Bewertung des Schadenspotenzials	Zusammenhang mit den Kriterien zu Art, Umfang, Dauer und Ausmaß, die die Auswirkung beschreiben
Positive Auswirkung	Das bewertete ökologische Merkmal oder der bewertete ökologische Aspekt verändert sich im Vergleich zu den bestehenden Bedingungen positiv
Keine Auswirkung	Das bewertete ökologische Merkmal oder der bewertete ökologische Aspekt ist nicht betroffen
Keine nennenswerte Auswirkung	Geringes Ausmaß, lokaler Umfang und kurze Dauer

Geringe Auswirkung	<p>1) Geringes Ausmaß, mit einer beliebigen Kombination anderer Kriterien (außer lokalem Umfang mit kurzer Dauer sowie langer Dauer mit nationalem oder internationalem Umfang) oder</p> <p>2) Mittleres Ausmaß, mit lokalem Umfang und kurzer Dauer</p>
Moderate Auswirkung	<p>1) Geringes Ausmaß, mit nationalem oder internationalem Umfang und langer Dauer oder</p> <p>2) Mittleres Ausmaß, mit einer beliebigen Kombination anderer Kriterien (außer lokalem Umfang mit kurzer Dauer sowie nationalem Umfang mit langer Dauer)</p> <p>3) Großes Ausmaß, mit lokalem Umfang und kurzer Dauer</p>
Große Auswirkung	<p>1) Mittleres Ausmaß, mit nationalem oder internationalem Umfang und langer Dauer</p> <p>2) Großes Ausmaß, mit einer beliebigen Kombination anderer Kriterien (außer lokalem Umfang mit kurzer Dauer)</p>

4.2 Bewertung der Wahrscheinlichkeit, dass eine Auswirkung eintritt

Die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Auswirkung wird anhand der in Tabelle 4-3 aufgeführten Kriterien bewertet.

Tabelle 4-3 Kriterien für die Bewertung der Wahrscheinlichkeit, dass eine Auswirkung eintritt

Eintrittswahrscheinlichkeit	Grad der Eintrittswahrscheinlichkeit einer Auswirkung
Sehr unwahrscheinlich	Die Wahrscheinlichkeit des Eintretens ist sehr gering, entweder aufgrund der Projektgestaltung oder aufgrund der Art des Projekts oder aufgrund der Eigenschaften des Projektgebiets
Unwahrscheinlich	Die Wahrscheinlichkeit des Eintretens ist gering, entweder aufgrund der Projektgestaltung oder aufgrund der Art des Projekts oder aufgrund der Eigenschaften des Projektgebiets
Wahrscheinlich	Das Eintreten von Auswirkungen ist möglich
Sehr wahrscheinlich	Das Eintreten von Auswirkungen ist nahezu sicher
Definitiv	Es ist sicher, dass die Auswirkung eintritt

4.3 Risikobewertung

Das Umweltrisiko verschiedener betrieblicher Abläufe und Vorfälle wird anhand einer Risikomatrix (siehe Tabelle 4-4 unten) bewertet, wobei das Schadenspotenzial und die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Auswirkung miteinander kombiniert werden.

Tabelle 4-4 Qualitative Risikobewertungsmatrix

	Schadenspotenzial der Auswirkung			
Eintrittswahrscheinlichkeit	Keine nennenswerte Auswirkung	Geringe Auswirkung	Moderate Auswirkung	Große Auswirkung
Definitiv	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Wesentliches Risiko	Hohes Risiko
Sehr wahrscheinlich	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Wesentliches Risiko	Hohes Risiko
Wahrscheinlich	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Wesentliches Risiko
Unwahrscheinlich	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko	Geringes Risiko
Sehr unwahrscheinlich	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Vernachlässigbares Risiko	Geringes Risiko

5 Potenzielle grenzüberschreitende Auswirkungen

Ausgehend von der Projektbeschreibung hat die Stilllegung von Ravn die folgenden potenziellen Auswirkungen:

- > Physische Störung des Meeresbodens
- > Aufwirbelung von Sedimenten
- > Entstehung von Festabfall
- > Emissionen in die Luft
- > Emissionen in das Wasser durch Belassen der Pipelines in situ
- > Unterwasserlärm und optische Störungen
- > Ungeplanter/unfallbedingter Austritt von Substanzen

Fast alle vorstehend genannten Auswirkungen der Stilllegung von Ravn beruhen auf der in Abschnitt 4 beschriebenen Methodik.

Ausgehend von den Ergebnissen der detaillierten Bewertung legt der Espoo-Bericht ein Screening der gleichen Auswirkungen im Hinblick auf ihre potenziellen grenzüberschreitenden Effekte vor. Aufgrund der geringen Ausprägung der meisten Projektauswirkungen können erhebliche grenzüberschreitende Auswirkungen in vielen Fällen sicher ausgeschlossen werden. Daher wird in diesem Kapitel nicht weiter auf diese Auswirkungen eingegangen, sondern der Schwerpunkt auf diejenigen Auswirkungen gelegt, bei denen erhebliche grenzüberschreitende Effekte zunächst nicht ausgeschlossen werden können.

Aktivitäten	Potenzielle Auswirkungen	Bewertung der grenzüberschreitenden Auswirkungen
Umweltauswirkungen der Stilllegung von Ravn		
Rückbau von baulichen Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> > Auswirkungen durch Unterwasserlärm, der beim Durchtrennen der Plattformbeine entsteht > Unterwasserlärm durch Schiffe > Entfernung des künstlichen Riffs 	<ul style="list-style-type: none"> > Nur lokale Auswirkungen > Lokale Auswirkungen/potenziell grenzüberschreitend, wenn Pipelines rückgebaut werden > Nur lokale Auswirkungen
Emissionen in die Luft	<ul style="list-style-type: none"> > Freisetzung von Partikeln (PM₁₀) und gasförmigen Emissionen (SO_x, NO_x, CO₂) von Verlegeschiffen mit potenziellen Auswirkungen auf die Luftqualität 	<ul style="list-style-type: none"> > Regionale und internationale geringfügige Auswirkungen von kurzer Dauer

Die einzigen potenziellen grenzüberschreitenden Auswirkungen, die die Stilllegungsaktivitäten mit sich bringen, sind die Freisetzung von maximal rund 20.000 t CO₂ durch die Reinigungsarbeiten an der Pipeline Ravn-A6-A, die in der UVP jedoch unberücksichtigt bleiben. Schließlich würde der Rückbau der Pipelines sowohl in dänischen als auch deutschen Gewässern stattfinden, was zu einer Störung des Meeresbodens und einer Aufwirbelung von Sedimenten führen könnte.

5.1 Emissionen

Emissionen aus dem Kraftstoffverbrauch durch die Stilllegungsaktivitäten werden nur über einen kürzeren Zeitraum anfallen. Die CO₂-Emissionen im Zusammenhang mit der Stilllegung sind geringer als die jährlichen Emissionen von produzierenden Plattformen, so dass die CO₂-Emissionen ab dem ersten Jahr der Stilllegung sinken werden.

Die Reinigung der Pipeline Ravn-A6-A ist Gegenstand der UVP für die Verfüllung und Auflassung der Bohrungen A1 und A2. Laut UVP können Freisetzungen während der Reinigung der Pipeline nicht zu grenzüberschreitenden Auswirkungen führen.

Außerdem wären die Aktivitäten auf der Plattform und den Schiffen mit einem normalen Betrieb vergleichbar und würden keine negativen grenzüberschreitenden Auswirkungen haben.

5.2 Störung des Meeresbodens

Der Rückbau von Plattformverbindungen kann zwar zu einer vorübergehenden physischen Störung des Meeresbodens und einer verstärkten Sedimentation führen, doch angesichts der Entfernung zu deutschen Gewässern und der geringen Größe der gestörten Fläche gibt es keine grenzüberschreitenden Auswirkungen durch den Rückbau von baulichen Anlagen auf/unter dem Meeresboden. Es wird, wie vorstehend erwähnt, erwartet, dass das Ausmaß der physischen Störung für jeden einzelnen Lebensraumtyp der zuständigen Behörde als Bedingung für die Genehmigung zu melden ist. Für die Aktivitäten in deutschen Gewässern werden eigene Genehmigungen beantragt.

Die physische Störung des Meeresbodens wird unabhängig vom gewählten Szenario geringe und lokal begrenzte Auswirkungen auf die Integrität des Meeresbodens und die benthische Fauna und Fische haben.

Der Rückbau der Pipelines, sei es durch umgekehrte Installation oder durch Schneiden und Heben, wird in einem größeren Bereich zu einer physischen Störung des Meeresbodens führen, als wenn nur die Materialien auf dem Meeresboden rückgebaut oder die Pipelines in situ belassen werden, da der gesamte Streckenverlauf der Pipelines betroffen ist. Darüber hinaus wird das Ausgraben der Pipelines vor dem Rückbau die größten Auswirkungen haben, da ein breiter Störkorridor entlang der gesamten Pipelinestrecke entsteht. Wenn die Pipelines in situ belassen und lediglich die Materialien auf dem Meeresboden rückgebaut werden, sind nur der Bereich um die Pipelineenden und Plattformverbindungen und die Kreuzungsbereiche betroffen.

Durch den Rückbau von baulichen Anlagen im Meeresboden wird Sediment in der Wassersäule in Schwebelage gebracht, was sich negativ auf die benthische Fauna in der Nähe des betroffenen Gebiets auswirken kann, wenn die Sedimente sich dort absetzen. Auch die Eier pelagischer Fischarten können von der sedimentbedingten Trübungsfahne beeinträchtigt werden. Es wird nicht erwartet, dass aufgewirbeltes Sediment die Fischbestände beeinträchtigt.

Das Schadenspotenzial der Auswirkungen auf die benthische Fauna durch den Rückbau der Pipelines wird als gering und vorübergehend bewertet, während die Auswirkungen bei einem Belassen der Pipelines in situ oder einem Rückbau der baulichen Anlagen auf dem Meeresboden nicht nennenswert sind. Das Umweltrisiko für die benthische Fauna wird bei beiden Szenarien als vernachlässigbar bewertet.

Es zeigt sich, dass die zu erwartenden Auswirkungen lokal und kurzfristig sind, dass sich die Pipelines in einem sandigen und unempfindlichen Gebiet befinden und dass das Gebiet ein natürlicher, sehr dynamischer Lebensraum ist. Es wird erwartet, dass sich die benthische Fauna in einem Zeitraum von weniger als 3 Jahren erholt. Im Allgemeinen sind Sandbänke wie die Doggerbank der gegenüber der Verlegung und dem Betrieb von Pipelines am wenigsten empfindliche Lebensraumtyp ist, vor allem aufgrund seiner vergleichsweise schnellen Regeneration (ARSU, 2022).

Der Rückbau der Pipelines wird vorübergehend geringe negative Auswirkungen auf die Integrität des Meeresbodens haben. Wenn das Ausgraben der Pipeline zu einer 20 m breiten gestörten Fläche auf beiden Seiten der Pipeline führt und das Umbilical mit einbezogen wird, ergibt sich ein 70 m breiter Störkorridor über die gesamte Länge der Pipeline, was einer Gesamtfläche von 1.260.000 m² entspricht (ARSU, 2022). Davon liegen rd. 210.000 m² in deutschen Gewässern und 1.050.000 m² in dänischen Gewässern. Werden die Pipelines dagegen in situ belassen, kommt es zu keiner Störung oder Veränderung der Integrität des Meeresbodens. Demnach hat der Rückbau der Pipelines nur geringe negative Auswirkungen auf die Integrität des Meeresbodens, während das In-situ-Belassen der Pipelines keine negativen Auswirkungen auf die Integrität des Meeresbodens hat.

Es wird erwartet, dass die Betonmatratzen, die unter anderem zur Stabilisierung und insbesondere in den Kreuzungsbereichen der Pipelines zum Einsatz kommen, an Ort und Stelle verbleiben, wenn die Pipelines in situ belassen werden. In dänischen Gewässern kreuzen die Pipelines an einer Stelle die Gaspipeline Europipe I. In deutschen Gewässern werden die Pipelines von der Öl- und Gaspipeline Norpipe gekreuzt. Das Belassen der vorhandenen Betonmatratzen in situ hat keine zusätzlichen Auswirkungen auf die Integrität des Meeresbodens.

5.2.1 In-situ-Belassen der Pipelines und des Umbilicals

Das In-situ-Belassen der Pipelines und des Umbilicals ist mit keiner physischen Störung des Meeresbodens oder Aufwirbelung von Sedimenten verbunden, da nach der Reinigung und Abkopplung keine weiteren Aktivitäten stattfinden, abgesehen von der jährlich oder seltener stattfindenden Inspektion des Meeresbodens mit einem Vermessungsschiff. Bei dieser Inspektion verursacht das Vermessungsschiff tieffrequenten Unterwasserlärm, der jedoch nur vernachlässigbare Auswirkungen auf die Meeresumwelt haben dürfte. Im Folgenden wird auf die allmähliche Zersetzung der Korrosionsschutzschichten der Pipelines eingegangen.

5.2.2 Rückbau der Materialien auf dem Meeresboden

Der Rückbau nur der Materialien auf dem Meeresboden und das In-situ-Belassen der Pipelines und des Umbilicals im Meeresboden ist mit keiner erheblichen physischen Störung des Meeresbodens oder Aufwirbelung von Sedimenten verbunden. Ebenso wenig wird es Auswirkungen auf die Integrität des Meeresbodens geben, abgesehen von den Pipelineenden und den Kreuzungen, wo zur Stabilisierung der Pipelineenden Steinschüttungen erfolgen. Im Folgenden wird auf die allmähliche Zersetzung der Korrosionsschutzschichten der Pipelines eingegangen.

Auch wenn bei diesem Szenario die Pipelines und das Umbilical in situ belassen werden, wird es einige Rückbaumaßnahmen zur Stabilisierung der Pipelines geben. So werden die Pipelines und das Umbilical an den Enden um rd. 150 m gekürzt und die Kreuzungsbereiche werden rückgebaut. Dabei werden die Pipelines und das Umbilical an den Kreuzungsbereichen

durchtrennt und die Betonmatratzen vom Meeresboden abgetragen und an Land transportiert. Hierdurch wird es in diesem Gebiet auch zu einer Zunahme des Schiffsverkehrs und damit zu einem Anstieg des Unterwasserlärms kommen, was sich auf Meeressäuger und Fische auswirken kann. In Anbetracht des erwarteten Anstiegs des Dauerschalls und der Schwellenwerte für Hörschäden (Abschnitt 5.3) wird jedoch davon ausgegangen, dass es sich um ein lokales, kurzfristiges und sehr geringes, d. h. vernachlässigbares Umweltrisiko handelt.

5.2.3 Rückbau der Pipelines (durch Schneiden und Heben oder umgekehrte Installation)

Beide in Betracht gezogenen Rückbaumethoden werden zu physischen Störungen im Pipelinegraben und zur Aufwirbelung von Sedimenten führen. Es wird erwartet, dass die Aufwirbelung von Sedimenten ein zeitliches und räumliches Ausmaß annimmt, das dem bei der Verlegung der Pipelines entspricht, wie in der genehmigten UVP für das Feld Ravn (Wintershall Noordzee B.V., 2014) angenommen. Die Pipelines wurden (außer in den Kreuzungsbereichen) im Graben verlegt und der Graben im Meeresboden offen gelassen. Anschließend wurden die Pipelines durch den natürlichen Sedimenttransport und die Ablagerung von Sedimenten im Graben abgedeckt. Aufgrund von Erfahrungen in Norwegen wurde davon ausgegangen, dass die Pipelines innerhalb von einem halben Jahr nach der Verlegung vollständig abgedeckt sein würden (Nøland et al., 1999).

Da die Pipelines derzeit vergraben sind, müssen sie vor einem Rückbau ausgegraben werden. In der Regel ist es nicht möglich, eine Pipeline direkt vom Meeresboden hochzuziehen, da dies einen zu hohen Druck auf die Pipeline und die Entnahmegerate ausüben würde. Das Ausgraben erfolgt daher durch Anlegen eines Grabens mit ausreichender Arbeitsbreite. Zu den für das Ausgraben in Frage kommenden Techniken gehören der Einsatz einer Grabenfräse, was jedoch die Pipeline beschädigen kann, und Wasserstrahlen, was den Boden verflüssigen und die Pipeline so zum Absinken bringen kann. Eine alternative Technik für das Ausgraben ist der Massenflussbagger, der eine starke abwärts gerichtete Wasserströmung über der Pipeline erzeugt, wodurch diese freigelegt wird.

Es wird erwartet, dass das Ausgraben und der anschließende Rückbau der Pipelines Sediment in der Wassersäule in Schwebelage bringen wird, das sich allmählich wieder auf dem Meeresboden absetzt. Größere Sedimentpartikel werden sich nahe am Aushubort auf dem Meeresboden absetzen, während feinere Partikel in Strömungsrichtung verdriften, bevor sie sich absetzen. Das Ausgraben erfolgt durch Anlegen eines Grabens mit ausreichender Arbeitsbreite und nicht zu steilen Wänden, um einen Einsturz zu verhindern. Dies ist sowohl für die Mehrphasen-Produktionspipeline/Gasliftpipeline als auch für das Umbilical erforderlich. Die Dauer der Störung durch die Aufwirbelung von Sedimenten wird jedoch als relativ kurz und lokal begrenzt bewertet.

Berechnungen, die im Rahmen der UVP für die Baltic Pipe für den in der Nordsee verlegten Teil der 30-Zoll-Gaspipeline angestellt wurden, ergaben, dass sich der größte Teil des nach dem Wasserstrahlen aufgewirbelten Sediments in der Nähe des Grabens in einer 75 mm dicken Schicht absetzen würde. Danach würde die Stärke der Sedimentschicht in einem Umkreis von 50 m um den Graben allmählich abnehmen (Niras 2019). Feinkörniges Sediment wie Schlack würde sich in einem größeren Bereich (bis zu 500 m vom Graben entfernt) verteilen, sich aber in einer sehr dünnen Schicht von höchstens 0,6 mm absetzen. Da der Meeresboden aus sandigem Substrat besteht und der Graben auf natürliche Weise wieder verfüllt wird, nimmt der Meeresboden kurz nach der Verfüllung wieder seinen natürlichen Zustand an.

Die im Sediment der Nordsee lebenden benthischen Fauna-Gemeinschaften sind relativ widerstandsfähig gegenüber Störungen, so dass die betroffenen Gebiete kurz nach dem Rückbau der Pipelines und der natürlichen Verfüllung wieder von der benthischen Fauna besiedelt werden. Die Organismen wandern aus nicht gestörten Gebieten und durch die Ansiedlung von Larven ein (COWI/DHI Joint Venture, 2001; Kiørboe & Møhlenberg, 1982). Die Gemeinschaft ist in der Regel innerhalb von 0,5-2 Jahren nach der Störung wiederhergestellt (Kiørboe og Møhlenberg, 1982). Die Erholung der Stachelhäuter, einschließlich *Amphiura filiformis*, kann aufgrund des langsamen Wachstums und der späten Geschlechtsreife länger dauern.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die potenziellen Auswirkungen voraussichtlich örtlich begrenzt sein werden. Außerdem finden die Aktivitäten in einem Gebiet statt, in dem es bereits erhebliche physische Störungen der natürlichen Umgebung gibt. Da die verschiedenen Aktivitäten nicht gleichzeitig erfolgen und voraussichtlich örtlich begrenzte Auswirkungen über einen relativ kurzen Zeitraum haben, sind keine kumulativen Effekte durch den Rückbau der Pipelines per umgekehrter Installation oder Cut-and-Lift-Verfahren zu erwarten.

Grenzüberschreitende Effekte

Für die Pipelines im dänischen Teil der Nordsee wurde eine Vergleichsstudie durchgeführt, in der die Stilllegungsoptionen Belassen der Pipelines in situ und Rückbau von Pipelines und Umbilical bewertet wurden. Eine ähnliche Vergleichsstudie wurde für die Pipelines im deutschen Teil der Nordsee, d. h., im Gebiet DE 1003-301 Doggerbank (ARSU 2022) durchgeführt.

Der potenzielle Rückbau der Pipelines wird unter anderem zu einer Zunahme von Schwebstoffen und einer anschließenden Sedimentation in der näheren Umgebung führen. Dies könnte sich auf die Lebensraumtypen im angrenzenden Natura-2000-Gebiet auswirken. Für das Gebiet DE 1003-301 Doggerbank gelangte man jedoch zu dem Schluss, dass sich weder das Belassen der Pipelines in situ noch der Rückbau der Pipelines in nennenswertem Umfang negativ auf die Erhaltungsziele im Doggerbank-Gebiet auswirken wird (ARSU 2022).

Die Pipelines verlaufen durch das FFH-Gebiet „Doggerbank“, dessen Erhaltungsziele und Schutzanforderungen besonders berücksichtigt werden müssen. Aufgrund der starken Nutzung durch die Grundschleppnetzfisherei ist der Lebensraumtyp „Sandbank“ in diesem Gebiet bereits stark belastet. Die festgestellte Artenvielfalt ist typisch für dieses Gebiet der Nordsee, da es sich um eine benthische Gemeinschaft handelt, die für homogene Sandgebiete mit mäßiger Strömung charakteristisch ist. Die potenziellen Auswirkungen durch den Rückbau der Pipelines werden als vorübergehend bewertet. Die potenziellen Auswirkungen werden als vorübergehender tieffrequenter Unterwasserlärm durch Schiffsaktivitäten mit vorübergehend negativen Auswirkungen auf den Meeresboden bewertet. Für die benthische Lebensgemeinschaft kann von einer Regenerationszeit von rd. 3 - 5 Jahren ausgegangen werden (ARSU 2022).

Ein In-situ-Belassen der Pipelines würde zu einer dauerhaften Flächeninanspruchnahme auf dem Meeresboden durch Kreuzungsbauwerke, Steinschüttungen und den Protection Dome führen. Außerdem käme es zu einer dauerhaften Volumeninanspruchnahme von 811 m³ durch die Pipelines im Meeresboden. Werden die Pipelines in situ belassen, muss sichergestellt werden, dass andere Nutzungen (Schifffahrt, Fischerei) nicht gefährdet werden (ARSU 2022).

Hinsichtlich der Verträglichkeit des Vorhabens mit dem FFH-Gebiet „Doggerbank“ wird auf der Basis einer überschlägigen Abschätzung davon ausgegangen, dass beide Optionen nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen der Erhaltungsziele führen. Allerdings gehen von den temporären Auswirkungen des Rückbaus der Pipeline größere Einflüsse auf die spezifischen Erhaltungsziele hinsichtlich der hydromorphologischen Bedingungen, des Lebensraumtyps „Sandbänke“, der generellen Habitatstrukturen, der Funktion als Regenerationsraum des Benthos aus. Darüber hinaus wird es keine Störungen für den Schweinswal geben (ARSU 2022).

Hinsichtlich der möglichen Umweltauswirkungen weisen beide Varianten Vor- und Nachteile auf. Ein In-situ-Belassen der Pipelines vermeidet die baubedingten Beeinträchtigungen, die mit einem Rückbau verbunden wären und die mit den Auswirkungen bei der seinerzeitigen Verlegung der Pipelines vergleichbar sind, schneidet aber hinsichtlich der dauerhaften Flächen- bzw. Volumeninanspruchnahme sowie des Unfallrisikos und des Zeitfaktors schlechter ab. Dazu kommt der dauerhafte stoffliche Fremdkörper im Sediment (ARSU 2022).

Auswirkungen auf Fische durch physische Störungen des Meeresbodens und die Aufwirbelung von Sedimenten

Das Gebiet in der Nähe des Ravn-Feldes ist ein Laichgebiet für Kabeljau, Scholle, Rotzunge und Makrele sowie potenziell auch für Weißfisch, Scharbe und Doggerscharbe. Fällt der Rückbau der Pipelines in die Laichzeit, könnten die Eier und Larven dieser Arten durch die physische Störung und die Aufwirbelung von Sedimenten beeinträchtigt werden. Es wird jedoch argumentiert, dass solche Auswirkungen unerheblich sind und die Populationsgröße dieser Fischarten nicht beeinträchtigen. Erstens ist die Dauer einer erhöhten Partikelkonzentration, die über der Wirkkonzentration liegt, an allen Standorten auf wenige Stunden begrenzt. Zweitens produzieren die Fischarten eine große Anzahl von Eiern und Larven und haben ausgedehnte Laichgebiete, so dass die Auswirkungen auf die Eier und Larven in der Umgebung des Ravn-Feldes keine Folgen für die erwachsenen Populationen haben werden. Dies ist auch vor dem Hintergrund der enormen natürlichen Schwankungen etwa in Bezug auf die Nahrungsverfügbarkeit für die Larven und die Höhe des Bejagungsdrucks zu sehen, die in der Regel große Auswirkungen auf den Nachwuchs haben können.

In dem Gebiet verbreitete Fischarten wie Schellfisch, Scharbe und Doggerscharbe, die sich am Meeresboden oder in den unteren 1-2 m der Wassersäule bewegen, könnten das Gebiet vorübergehend meiden. Da die Störung vorübergehend, von kurzer Dauer und gemessen an dem potenziell verfügbaren Lebensraum auf ein kleines Gebiet beschränkt ist, werden keine messbaren Auswirkungen auf die Fischpopulationen erwartet.

5.2.4 Quellen und Auswirkungen von Unterwasserlärm

Zu den Lärmquellen beim Rückbau der Plattform gehören Schneidearbeiten und der Lärm der Maschinen/Schiffsschrauben von Seefahrzeugen.

Quellen von Unterwasserlärm

Während des Rückbaus der Ravn-Plattform wird es zu Unterwasserlärm durch Schiffe und das Schneiden von Unterwasserstrukturen kommen.

Die Schneidearbeiten an den baulichen Anlagen, z. B. der Tragkonstruktion der Plattform, erfolgen mit einem Abrasivschneidergerät, z. B. einer Wasserstrahlschneidemaschine. Bei dieser Technologie kommt es während des Schneidvorgangs zu keinem Kontakt von Metall zu Metall.

Da sich in der Fachliteratur keine Messdaten zu dem beim Wasserstrahlschneiden entstehenden Unterwasserlärm finden, beruhen die folgenden Ausführungen auf allgemeinen Erwartungen.

Die größte Lärmquelle beim Wasserstrahlschneiden sind die Turbulenzen, die durch die starken Geschwindigkeitsunterschiede zwischen dem Hochdruckstrahl des Schneidgeräts und dem umgebenden Medium entstehen. Von gängigen Industrieschneidemaschinen ist bekannt, dass der Lärmpegel durch das Eintauchen des Schneidwerkzeugs in Wasser drastisch gesenkt wird (ein Anbieter berichtet von Luftlärmpegeln in der Größenordnung von 75 dB(A)). Das Strahlgeräusch ist ein kontinuierliches und tieffrequentes Breitbandgeräusch mit einem erwarteten Maximum im unteren kHz-Frequenzbereich. Im vorliegenden Fall breitet sich das Strahlgeräusch von der lokalen Trennstelle durch die Wand der baulichen Anlage aus und geht anschließend in die Wassersäule über. Aufgrund der Dämpfung durch die Wand der baulichen Anlage ist davon auszugehen, dass der vom Strahl selbst ausgehende Lärmeintrag verringert wird.

Eine sekundäre Lärmquelle beim Schneiden ist die Schallabstrahlung des Bauwerks aufgrund von induzierten Schwingungen. Die Schwingungen werden in radialer Richtung an der Trennstelle 3 m unter dem Meeresboden eingeleitet. Deshalb wird eine erhebliche Dämpfung erwartet, bevor die Schwingung das wasserbeaufschlagte Teil erreicht. Bei der Abstrahlung ins Wasser wird erwartet, dass der Schall in 15-x logarithmischer Abhängigkeit von der Entfernung einen Ausbreitungsverlust erfährt, was einer Verringerung von etwa 5 dB pro Entfernungsverdopplung entspricht. Daher ist davon auszugehen, dass der Schalleintrag durch das Bauwerk gering ist.

Vor dem Rückbau der Plattformverbindungen werden die Pipelines von den Plattformen A6-A und Ravn abgekoppelt. Es wird erwartet, dass die Trennschnitte von Tauchern durchgeführt werden, entweder per autogenem Brennschneider oder mit einer hydraulischen Stichtsäge von Spitznas. Es werden insgesamt 6 Schnitte an den Plattformverbindungen der Pipeline und zwei Schnitte am Umbilical-Abschnitt durchgeführt (Method Statement Ravn to A6-A pipeline & umbilical decommissioning, Wintershall, 2022). Beim autogenen Brennschneiden werden Metalle durch hohe Temperaturen und die Zufuhr von Sauerstoff getrennt, d. h., es findet während des Trennvorgangs kein Kontakt von Metall zu Metall statt. Die hydraulische Stichtsäge von Spitznas arbeitet mit einem Sägeblatt, so dass es während des Trennvorgangs zu einem Kontakt von Metall zu Metall kommt.

Da sich in der Fachliteratur keine Messdaten zum Unterwasserlärm, der beim Einsatz der beiden genannten Schneidwerkzeuge entsteht, finden, wird erwartet, dass die vorstehend aufgeführten allgemeinen Überlegungen für das Abrasivschneidgerät auch für einen autogenen Brennschneider und eine hydraulische Stichtsäge gelten. Bei der hydraulischen Stichtsäge von Spitznas, bei der es beim Trennvorgang zu einem Kontakt von Metall zu Metall kommt, liegt der zu erwartende maximale Schallpegel jedoch im höheren kHz-Bereich.

Unterwasserlärm kann sich auf verschiedene Weise auf marine Arten auswirken. Da die akustischen Bedingungen unter Wasser für die Orientierung und Kommunikation von Cetaceen (also Wale, Schweinswale und Delfine) sehr wichtig sind, wird angenommen, dass sie die Meeresorganismen sind, die am empfindlichsten auf Unterwasserlärm reagieren (NOAA, 2018). Aber auch Robben und Fische können von Unterwasserlärm beeinträchtigt werden.

Die möglichen Auswirkungen von Unterwasserlärm auf Meeressäugetiere umfassen:

- > **Schädigung des Gehörs.** Starker Unterwasserlärm kann das Gehör von Walen und Robben schädigen. Die Schädigung kann zwei Schweregrade annehmen. Temporäre Hörschwellenverschiebung (TTS), d. h., der Hörverlust ist reversibel, und das Tier erholt sich später wieder davon. Permanente Hörschwellenverschiebung (PTS), die einen irreversiblen Hörverlust bedeutet. In der Regel tritt eine PTS erst nach wiederholten TTS-Episoden oder nach Exposition gegenüber höheren Schallpegeln, als sie TTS verursachen, ein (Southall et al., 2019).
- > **Verhaltensreaktionen.** Unterwasserlärm kann bei Walen und Robben Vermeidungsreaktionen und andere Verhaltensreaktionen hervorrufen, wie z. B. Veränderungen im Auftauch-, Atem- und Tauchverhalten, Einstellung der Nahrungsaufnahme, Aggression, Angst und Panik (Dähne et al., 2013; Southall et al., 2008; Thompson et al., 2010). Die Auswirkungen von Lärmbelastungen auf das Verhalten sind in der Regel vielfältiger, situationsabhängig und weniger vorhersehbar als die Auswirkungen der Lärmbelastung auf das Gehör.
- > **Maskierung.** Cetaceen sind für die Orientierung (Echoortung) und Kommunikation von den akustischen Bedingungen unter Wasser abhängig. Von einem Wal oder Delfin ausgesendete Schallwellen können durch anthropogenen Unterwasserlärm überdeckt oder gestört (maskiert) werden (Tougaard, 2014). Es gibt Beispiele dafür, dass Wale ihre Ortungslaute aufgrund von Unterwasserlärm geändert haben (Weilgart, 2007).

Der am häufigsten verwendete Prädiktor für TTS und PTS ist der Schallexpositionspegel (SEL), der über einen Zeitraum von mindestens zwei Stunden kumuliert wird. Tabelle 5-1 liefert Orientierungswerte für Schallexpositionspegel, die TTS oder PTS oder Verhaltens-/Vermeidungsreaktionen bei Schweinswalen, Weißschnauzendelfinen, Zwergwalen und Robben verursachen können.

Tabelle 5-1 *Schallexpositionspegel, die für Wale, Delfine und Robben schädlich sind. Impulshafter Schall ist ein Schallereignis, das sehr schnell einsetzt, oft gefolgt von einem langsameren Abklingen, von kurzer Dauer (Sekundenbruchteile) ist und eine große Bandbreite hat. Alle andere Schallereignisse sind Schalleinträge, die nicht als impulshaft definiert sind (Definitionen gemäß „Guideline for underwater noise“ (DEA, 2022)).*

Schallexpositionspegel	Impulshafter Schall SEL (cum) L _{E,p,xx,24h} (dB re 1µPa ² s) ³	Nicht impulshafter Schall SEL (cum) L _{E,p,xx,24h} (dB re 1µPa ² s) ³
Schweinswal (sehr häufig vorkommend)		
Schallexpositionspegel, der eine permanente Hörschwellenverschiebung (PTS) auslöst	155	173
Schallexpositionspegel, der eine temporäre Hörschwellenverschiebung (TTS) auslöst	140	153
Verhaltensreaktionen	103 ¹	103 ¹
Weißschnauzendelfin (häufig vorkommend)		
Schallexpositionspegel, der eine permanente Hörschwellenverschiebung (PTS) auslöst	185	198

Schallexpositionspegel, der eine temporäre Hörschwellenverschiebung (TTS) auslöst	170	178
Zwergwal (selten vorkommend)		
Schallexpositionspegel, der eine permanente Hörschwellenverschiebung (PTS) auslöst	183	199
Schallexpositionspegel, der eine temporäre Hörschwellenverschiebung (TTS) auslöst	168	179
Hundsrobben (Wasserraubtier)		
Schallexpositionspegel, der eine permanente Hörschwellenverschiebung (PTS) auslöst	185	201
Schallexpositionspegel, der eine temporäre Hörschwellenverschiebung (TTS) auslöst	170	181

1) SPL $L_{p,rms,125ms}$

Es wird erwartet, dass es sich bei dem allgemeinen Unterwasserlärm, der durch die Aktivitäten zur Stilllegung des Ravn-Feldes erzeugt wird, im Allgemeinen um „Nicht impulshaften Schall“ handelt und „Impulshafter Schall“, wenn überhaupt, nur sehr vereinzelt auftritt.

Der bei der Stilllegung des Ravn-Feldes entstehende breitbandige Lärm geht von den eingesetzten Schwergut- und Serviceschiffen aus. Es hat sich gezeigt, dass der Schallexpositionspegel SEL_{cum} von vorbeifahrenden Schiffen in einem 30 Sekunden langen Zeitfenster Werte von 105-145 dB re 1 $\mu Pa2s$ erreicht und dass Schweinswale auf diesen Schallexpositionspegel reagieren (Dyndo et al., 2015). Es wird jedoch nicht erwartet, dass der Unterwasserlärm von Schiffen die Schwelle für Hörschäden überschreitet (Tougaard et al., 2016; NOAA, 2018).

Neben dem Lärm von Schiffen wird erwartet, dass Unterwasserlärm durch Schneidearbeiten, z. B. mit Diamantseilsägen, auftreten wird (Pangerc et al., 2016). Es hat sich gezeigt, dass der Unterwasserlärm bei dem Rückbau einer Plattform in 80 m Tiefe den Unterwasser-Hintergrundschall um 4-15 dB erhöht, was jedoch nicht zu Hörschäden bei Meeressäugern führt. Tatsächlich können die Schneidearbeiten an der baulichen Anlage jedoch auch mit einem Abrasivschneidgerät wie z. B. einem Wasserstrahlschneider mit Abrasivwasserstrahl durchgeführt werden. Daher wird es bei den meisten Schneidevorgängen keinen Kontakt von Metall zu Metall geben, und der Lärm wird voraussichtlich ein kontinuierlicher Schall im niedrigen Frequenzbereich sein. Es wird erwartet, dass die Schneidearbeiten über einen Zeitraum von wenigen Stunden durchgeführt werden. Deshalb werden nur lokale und kurzfristige Auswirkungen erwartet. Möglicherweise kommt eine hydraulische Stichtsäge von Spitznas zum Einsatz, um die Pipelines von den Plattformverbindungen zu trennen, bevor diese entfernt werden. Hierdurch kann während des Schneidens ein höherfrequenter Lärm entstehen. Abgesehen davon dürften die handgeführten Taucherwerkzeuge wie der autogene Brennschneider und die hydraulische Spitznas-Stichtsäge nur lokale und sehr kurzfristige Auswirkungen haben.

Es wird davon ausgegangen, dass der durch die Stilllegungsarbeiten verursachte Unterwasserlärm eine Vertreibungswirkung auf Wale und insbesondere auf Schweinswale haben kann. Hörschäden sind jedoch nicht zu erwarten. Die Umweltauswirkungen von

Unterwasserlärm, der während des Rückbaus der Ravn-Plattform durch Schneidearbeiten und durch Schiffe erzeugt wird, werden als **nicht nennenswert** eingestuft.

Feldstudien haben gezeigt, dass mehrere Fischarten durch den Lärm vorbeifahrender Schiffe gestört und möglicherweise vertrieben werden, während andere Arten nicht betroffen sind (Freon et al., 1993). Lärmintensive Aktivitäten sind geringfügig, lokal und von kurzer Dauer und haben keine Auswirkungen auf die Fischpopulationen.

Der Rückbau der Pipelines wird voraussichtlich mehr Lärm verursachen als das In-situ-Belassen der Pipelines oder der Rückbau der Pipeline- und Umbilical-Abschnitte auf dem Meeresboden. Dies ist auf den verstärkten Schiffsverkehr und die Ausgrabungsarbeiten sowie auf das erforderliche Durchtrennen der Pipeline zurückzuführen. Es wird jedoch erwartet, dass die Unterwasserlärmpegel sowohl beim Rückbau als auch beim In-situ-Belassen der Pipelines zu keinen Hörschäden oder anderen negativen Auswirkungen führen, auch wenn die mit der Lärmerzeugung verbundenen Aktivitäten beim Rückbau der Pipelines länger dauern werden.

Aufgrund der vorstehenden Ausführungen und anhand der in Kapitel 4 beschriebenen Kriterien wird das Umweltrisiko für Meeressäuger und Fische durch die geplanten Aktivitäten zum Rückbau der Plattform als **vernachlässigbar** eingestuft.

Zum Schutz der Schweinswale gibt es in deutschen Gewässern spezielle Schutzmaßnahmen, die im „Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee“ festgelegt sind. (ASCOBANS, 2014). Es wird darauf hingewiesen, dass im FFH-Gebiet „Doggerbank“ sowohl der Schweinswal als auch die Reproduktion der Schweinswale ein ausdrückliches Erhaltungsziel ist.

Es wird außerdem darauf hingewiesen, dass sich diese Anforderungen hauptsächlich auf die Auswirkungen des Rammens von Pfahlgründungen für Offshore-Windräder beziehen. Der Impulsschallpegel durch den Rückbau der Pipelines dürfte, wenn überhaupt, nur sehr niedrig sein. Daher wird erwartet, dass weniger als 10 % des Gebiets durch den Schwellenwert für den Schallexpositionspegel (SEL) von 160 dB re 1 $\mu\text{Pa}^2 \text{ s}$ oder den Schwellenwert für den Spitzenschalldruck (SPL) von 190 dB re 1 μPa in einer Entfernung von 750 m beeinträchtigt werden. Dasselbe gilt für den besonders sensiblen Zeitraum der Fortpflanzung (Mai-August), da weniger als 1 % des Gebietes betroffen sein wird. Es wird erwartet, dass es sich bei den potenziellen Auswirkungen um Vermeidungsverhalten handelt und keine dauerhaften oder vorübergehenden Hörschäden zu erwarten sind.

Auf Grundlage der vorstehenden Ausführungen wird davon ausgegangen, dass die Stilllegungsmaßnahmen mit den besonderen Schutzmaßnahmen für die Doggerbank vereinbar sind.

5.3 Andere Auswirkungen im Zusammenhang mit Pipelines

5.3.1 Zersetzung des Korrosionsschutzes von Rohrleitungen

Bevor die Pipelines in situ belassen werden, erfolgt deren Reinigung (per Molchung und Spülung mit Meerwasser). Die Pipelines bleiben an den Enden offen und sind mit Meerwasser gefüllt. Da die Pipelines im Meeresboden vergraben sind, wurden sie mit einem Schutz gegen Wasser, Salz, Mikroben, Bodenspannung und Korrosion versehen. Darüber hinaus wurden sie durch korrosionsbeständige Beschichtungsmaterialien vor Zersetzung geschützt.

Der Korrosionsschutz der Pipelines besteht aus einer dreilagigen Schutzschicht aus Polypropylen (für die Pipelines) bzw. Polyethylen geringer Dichte (für das Umbilical). Dieses Material gilt im Allgemeinen als relativ schwer löslich in Wasser, ist relativ inert und zersetzt sich nicht leicht. Es wird daher erwartet, dass diese Beschichtung relativ inert und unverändert bleibt (Francis 2015).

Der Zustand der Beschichtungen der vergrabenen Pipelines wurde anhand von Auswaschungsraten, die in entsprechenden Studien beschrieben wurden, bewertet (Alben et al., 1982). Seit die Pipelines 2015 vergraben wurden, hat eine Zersetzung der Pipelines und der Schutzschicht stattgefunden. Folglich sind die wasserlöslichen und leicht auswaschbaren Komponenten mit niedrigem Molekulargewicht wahrscheinlich schon vor einiger Zeit vollständig ausgetragen worden.

Zu den wichtigsten Chemikalien, die aus Epoxidbeschichtungen für Pipelines ausgewaschen werden können, gehören insbesondere die Lösungsmittel Methylisobutylketon sowie ortho-, meta- und para-Xylol. Diese Lösungsmittel können bereits bei der Herstellung im Epoxid enthalten sein, werden jedoch schnell aus der Beschichtung ausgewaschen, wobei ihr Gehalt nach 30 Tagen in Wasser um 77 % abgenommen haben kann (Alben et al., 1989). Es ist daher davon auszugehen, dass alle potenziell toxischen Chemikalien bereits lange vor der Stilllegung aus der Pipelinebeschichtung ausgetragen worden sind.

Die Kunststoffteilchen, die aus der Polypropylenummantelung der Stahlrohre ausgewaschen, müssen bei der Bewertung der Umweltauswirkungen anders betrachtet werden. Hier geht es um die Anzahl der Teilchen. Da die Pipelines im Meeresboden vergraben sind, ist davon auszugehen, dass eine Sedimentation stattgefunden hat und dass die biologischen Prozesse auf dem Meeresboden auf dem Sand begonnen haben. Die Korrosion der stillgelegten Pipelines verläuft langsamer als die während des Betriebs. Es wird erwartet, dass die Zersetzung der Pipeline langsam erfolgt, da keine nennenswerten Flüssigkeiten durch die Pipeline transportiert werden. Zudem sind die Kunststoffteilchen unter Sediment begraben, so dass nur eine vernachlässigbare Anzahl an Kunststoffteilchen für Organismen zur Verfügung steht, z. B. aufgrund einer begrenzten Bioturbation. Die Auswirkungen werden daher als vernachlässigbar eingeschätzt.

6 Umweltbewertung bei einem Austritt von Öl durch einen Unfall

Da die Bohrungen und die Reinigung und Abkopplung der Pipelines in der UVP unberücksichtigt bleiben, kann es zu unfallbedingten Ölverschmutzungen durch Schiffe kommen. Das Risiko eines Austritts großer Ölmengen ($> 1 \text{ m}^3$) aus einem bei den Rückbauarbeiten eingesetzten Seefahrzeug ist vergleichbar mit dem Risiko eines Ölaustritts bei anderen Seefahrzeugen und somit sehr gering und würde auch nur begrenzte Auswirkungen haben.

6.1 Potenzielle Auswirkungen eines Ölaustritts

Im Allgemeinen sind die Umweltauswirkungen eines Ölaustritts am gravierendsten, wenn der Ölteppich flache Küstengewässer und die Küste erreicht oder wenn er auf Seevögel trifft, die auf Ölverschmutzungen besonders empfindlich reagieren.

Die Auswirkungen eines Ölaustritts beruhen auf den physikalischen Eigenschaften und der chemischen Zusammensetzung des Öls. Das heißt:

- > Frisches Öl ist klebrig und kann bei Organismen, die mit dem Öl in Berührung kommen, zum Erstickten führen. In dieser Hinsicht sind Seevögel besonders gefährdet.
- > Mineralöl enthält verschiedene toxische Bestandteile, die Organismen schädigen können.
- > Bestimmte Ölbestandteile können sich in Fischen oder Schalentieren anreichern, wodurch Fischerei und Aquakultur beeinträchtigt werden können.
- > Ölbestandteile in verschiedenen Zersetzungsstufen können auf den Meeresboden sinken oder an Land gespült werden.

Nachstehend folgen Beispiele für aufgelistete Schwellenwerte (Tabelle 6-1) und ein Überblick über die nach dem Übereinkommen von Bonn (2016) unterschiedenen Stufen des Ölauftritts .

Tabelle 6-1 Schwellenwerte für Meeresoberfläche, Wassersäule und Küstenlinie

Dem Öl ausgesetzte Arten/Lebensräume	Schwellenwert	Begründung
Seevögel	1 μm	Der Schwellenwert von 1 μm liegt unterhalb der Werte, die zu einer Schädigung von Seevögeln durch die Exposition gegenüber Öl führen würden. Eine Exposition oberhalb dieses Schwellenwerts wird zu Auswirkungen wie der Übertragung des Öls auf Eier und somit einem reduzierten Schlüpfertolg führen (French-McCay, 2009).
	10 μm	Der Schwellenwert von 10 μm für Öl auf der Wasseroberfläche führt nachweislich zu einer 100-prozentigen Sterblichkeit von betroffenen Seevögeln und anderen an der Wasseroberfläche lebenden Tieren (French-McCay, 2009).
Meeressäugetiere (mit Fell)	10 μm	Der Schwellenwert von 10 μm für Öl auf der Wasseroberfläche führt nachweislich zum Tod von Meeressäugern mit Fell, wie z. B. Robben (French-McCay, 2009).

Meeressäugetiere (Wale und Delfine)	100 µm	Wale und Delfine reagieren im Vergleich zu Robben weniger empfindlich auf Öl, da es nicht an ihrer Haut anhaftet. Wale und Delfine können, wenn sie zum Atmen auftauchen, Öl und Öldämpfe einatmen, was zu inneren Verletzungen führt (French-McCay, 2009).
-------------------------------------	--------	---

Tabelle 6-2 Stufen des Ölauftritts, unterschieden nach dem Übereinkommen von Bonn (2016).

Code	Beschreibung - Auftreten	Schichtdicke (µm)	t pro 10 km ²
1	Silber/grau	0,04 - 0,30	0,4 - 3
2	Regenbogenschimmer	0,30 - 5,0	3 - 50
3	Metallisch	5,0 - 50	50 - 500
4	Unterbrochene tatsächliche Ölfarbe	50 - 200	500 - 2.000
5	Durchgehende tatsächliche Ölfarbe	> 200	> 2.000

Die folgenden Vogelarten bilden die Grundlage für die Ausweisung des deutschen Gebiets DE 1003-301 Doggerbank: Nordatlantischer Eissturmvogel (*Fulmarus glacialis*), Heringsmöwe (*Larus fuscus*), Basstölpel (*Morus bassanus*), Dreizehenmöwe (*Rissa tridactyla*) und Trottellumme (*Uria aalge*). Die Umweltverträglichkeitsprüfung zu den möglichen Auswirkungen auf Vögel ergab, dass die Ölverschmutzung keines der wichtigen Vogelgebiete in der Nordsee erreichen wird. Allerdings könnte eine begrenzte Anzahl von Seevögeln wie Alkenvögel, Sturmtaucher, Basstölpel und Sturmschwalben in einem Umkreis von rd. 2 km von der Ölverschmutzung betroffen sein, wo ein Regenbogenschimmer (3-5 µm Schichtdicke) zu erwarten ist. Es wird angenommen, dass sich dies nicht auf die Größe der Populationen dieser Arten in der Nordsee auswirken wird. Außerdem liegt das deutsche Gebiet DE 1003-301 Doggerbank etwa 15 km weg und damit weit entfernt von dem potenziell 2 km großen Umkreis der Ölverschmutzung.

Aufgrund dieser Überlegungen und der erwarteten geringen Ölmenge im unwahrscheinlichen Fall einer Ölverschmutzung durch ein Schiff werden die potenziellen Umweltauswirkungen als sehr begrenzt eingeschätzt, d. h.:

- > Es gibt keine nennenswerten Auswirkungen auf die Küste.
- > Die Ölverschmutzung wird keines der wichtigen Vogelgebiete in der Nordsee erreichen. Allerdings könnte eine begrenzte Anzahl von Seevögeln wie Alkenvögel, Sturmtaucher, Basstölpel und Sturmschwalben in einem Umkreis von rd. 2 km von der Ölverschmutzung betroffen sein, wo ein Regenbogenschimmer (3-5 µm Schichtdicke) zu erwarten ist. Es wird angenommen, dass sich dies nicht auf die Größe der Populationen dieser Arten in der Nordsee auswirken wird.
- > Ölbestandteile, die sich auf dem Meeresboden abgesetzt haben, können die benthische Fauna und die Fische in der Umgebung der Verschmutzungsstelle beeinträchtigen.

- > Das ausgetretene Öl wird nicht in Küstengebiete, die Natur-2000-Gebiete im dänischen Teil der Nordsee oder die produktiven Frontgebiete in der Nordsee gelangen.
- > Ausgetretenes Öl hat keine Auswirkungen auf SVO-Gebiete.

6.2 Notfallplan für Ölverschmutzungen

Für Wintershall Noordzee B.V. ist es sehr wichtig, Austritte von umweltschädlichen Substanzen zu vermeiden. In den HSE-Richtlinien der Wintershall Noordzee B.V. heißt es dazu: „Wir unternehmen alle erforderlichen Anstrengungen, um Auswirkungen auf die Umwelt, den Verlust der strukturellen Integrität von Infrastruktur und Schäden am Eigentum des Unternehmens und Dritter zu vermeiden.“

Die Maßnahmen, die nach einem Austritt von Öl oder Chemikalien ins Meer zu ergreifen sind, werden im „Oil & Chemicals Spill Contingency Plan“ (HSE-09-P037) beschrieben. Dieser Plan beschreibt einen mehrstufigen Ansatz und die zu ergreifenden Maßnahmen in Abhängigkeit vom Ausmaß des Ölunfalls (Stufe 1 bis 3). Er beschreibt Maßnahmen sowohl für den Auftragnehmer für Offshore-Arbeiten als auch für die Organisation der Wintershall Noordzee B.V. an Land und schließt die Unterstützung durch externe Fachfirmen (Oil Spill Response Ltd., Wild Well Control) ein.

Der Unternehmensvertreter der Wintershall Noordzee B.V. wird sich mit dem Standortvertreter der Wintershall Noordzee B.V. in Verbindung setzen, der wiederum Kontakt mit dem „HSE Liaison“, und bei Stufe 2 oder 3 dem Notfallkoordinator, aufnimmt. Der Notfallkoordinator mobilisiert das Notfallteam gemäß den Notfallmaßnahmen der Wintershall Noordzee B.V. (HSE-09-P001).

In den Notfallmaßnahmen ist beschrieben, wer an den Folgemaßnahmen nach einem Unfall/Vorfall beteiligt ist und welche Aufgaben wahrzunehmen sind. Bei einem Austritt von Öl oder Chemikalien wird Unterstützung durch die Oil Spill Response Ltd. angefordert.

Der Betriebsführer der Offshore-Plattform (OIM) übernimmt die Rolle des Einsatzleiters und trägt die Verantwortung für alle Maßnahmen zur Ölbekämpfung vor Ort. Unterstützt wird der OIM durch das Notfallteam an Land. Die Umweltauswirkungen der Ölverschmutzung werden von der Organisation der Wintershall Noordzee B.V. an Land gemäß dem „Oil & Chemicals Spill Contingency Plan“ und den Notfallmaßnahmen bekämpft.

Aufgrund der vorstehenden Ausführungen wird das Umweltrisiko durch einen Ölaustritt als **vernachlässigbar** bewertet.

7 Bewertung kumulativer Effekte

*Tabelle 7-1 Bekannte Aktivitäten im näheren Umfeld des Stilllegungsprojekts Ravn und der erwartete Zeitraum, in dem diese Aktivitäten stattfinden. Mögliche kumulative Effekte sind aufgeführt. Anmerkung *) Siehe Zeitplan in Abschnitt 1.5*

Aktivitäten	Zeitraum*	Mögliche kumulative Effekte und deren Bewertung
Stilllegung der A6-A-Plattform in der deutschen AWZ	2024-2027	Die Stilllegungsaktivitäten ähneln den Aktivitäten für die 18 km von der Plattform A6-A entfernte Ravn-Plattform, und ihre Auswirkungen werden als lokal und unerheblich bewertet. Es wurden keine kumulativen Effekte festgestellt.
Stilllegung der 3 km langen 8-Zoll-Ölpipeline, der 3-Zoll-Gaspipeline und des 5,7-Zoll-Umbilicals in der deutschen AWZ	2023-2025	<p>Über die Methode der Stilllegung der Pipelines in deutschen Gewässern ist noch nicht entschieden worden.</p> <p>Die Reinigung der Pipelines ist Gegenstand der UVP für die Verfüllung und Auflassung der Ravn-Bohrungen A1 und A2. Siehe die nachstehende Zusammenfassung.</p> <p>Die Stilllegung der Pipelines wird voraussichtlich in einem einzigen fortlaufenden Prozess erfolgen. Sämtliche Umweltauswirkungen, die von diesem Prozess ausgehen, werden als vernachlässigbar bis gering eingestuft, und es lassen sich keine wesentlichen kumulativen Auswirkungen feststellen.</p> <p>Die Stilllegung der Pipelines wird, wie vorstehend ausgeführt, voraussichtlich in einem einzigen fortlaufenden Prozess erfolgen. Die Störung des Meeresbodens (wenn Pipelines rückgebaut werden) wird in einem einzigen Prozess erfolgen und entsprechend eingeplant.</p> <p>Werden die Pipelines in situ belassen, sind keine Störungen zu erwarten.</p>

8 Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL)

Die als potenziell grenzüberschreitend ermittelten Auswirkungen (siehe Kapitel 6) können die 11 MSRL-Deskriptoren zur Beschreibung des guten Umweltzustands (GES) möglicherweise berühren.

Die relevantesten und wichtigsten Deskriptoren für Öl- und Gasförderaktivitäten allgemein sind D8, Schadstoffe, insbesondere für akute Verschmutzungsereignisse, und D11, Einleitung von Energie (Miljø- og Fødevareministeriet, 2019).

Die Aktivitäten zur Stilllegung der Ravn-Plattform können sich auf die 11 Deskriptoren der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL) und die damit verbundenen Indikatoren für den guten Umweltzustand (GES) auswirken. Die Projektaktivitäten, die sich auf die Deskriptoren auswirken können, sind unten aufgeführt.

Geplante und ungeplante Einleitungen von Chemikalien und Öl ins Meer können die per MSRL-Deskriptoren definierten Umweltziele gefährden. Die Aktivitäten können auch zu Unterwasserlärm und anderen Störungen der Meeresgewässer führen. Darüber hinaus können ausländische Schiffe durch Bewuchs an den Schiffswänden oder Ablassen von Ballastwasser nicht-einheimische Arten einbringen.

Die potenziellen Auswirkungen der Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Stilllegungsprojekt Ravn werden mit den Zielen für die 11 Deskriptoren verglichen und in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 8-1 Potenzielle Auswirkungen auf die Umweltziele der Danish Marine Strategy II, mit der die Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL) der EU umgesetzt wird

Deskriptor	Bewertung der potenziellen Auswirkungen
D1 Biologische Vielfalt	Vögel können möglicherweise durch optische und akustische Störungen beeinträchtigt werden, wenn die Auswirkungen auch als vernachlässigbar eingestuft werden. Das Projektgebiet gilt nicht als bedeutsam für Seevögel. Meeressäugetiere können möglicherweise durch Unterwasserlärm und Störungen beeinträchtigt werden. Es ist nicht zu erwarten, dass die auftretenden Lärmpegel Gehörschäden verursachen, allerdings könnten sich Säugetiere aus dem Gebiet zurückziehen. Das Projektgebiet wird nicht als Kerngebiet für Meeressäuger eingestuft. Die Auswirkungen werden vorübergehend sein und die Meeressäugerpopulationen voraussichtlich nicht beeinträchtigen.
D2 Nicht-einheimische Arten	Schiffe können möglicherweise durch Bewuchs auf dem Schiffsrumpf oder durch Ablassen von Ballastwasser nicht-einheimische Arten einbringen, doch wird das Risiko als gering bewertet. Nicht-einheimische Arten können Plattformen in der Nordsee als Ausgangspunkt für die Ausbreitung nutzen, doch ist dieses Risiko für die Ravn-Plattform nach dem Rückbau nicht mehr gegeben.
D3 Zustand kommerzieller Fisch- und Schalentierbestände	Die Fischvielfalt im Gebiet des Ravn-Feldes ist, ebenso wie die Fischereiintensität, gering. Die Stilllegung der Ravn-Plattform könnte dazu führen, dass die kommerzielle Fischerei in diesem Gebiet zunimmt.

Deskriptor	Bewertung der potenziellen Auswirkungen
	Es wird nicht erwartet, dass die Stilllegung von Ravn Auswirkungen auf die Fischsterblichkeit oder die Biomasse des Laichtierbestands haben wird. Durch unfallbedingte Ölaustritte kann es jedoch zu lokalen Auswirkungen kommen.
D4 Nahrungsnetz	Es wird nicht erwartet, dass die Stilllegung von Ravn Auswirkungen auf den Zustand der marinen Nahrungsnetze in dem Gebiet hat.
D5 Eutrophierung	Es wird nicht erwartet, dass die Stilllegung von Ravn Auswirkungen auf den Grad der Eutrophierung in dem Gebiet hat.
D6 Meeresgrund	Die Stilllegung von Ravn kann physische Störungen des Meeresbodens unter der Auflagefläche (direkt) und eine erhöhte Sedimentation (indirekt) während des Rückbaus der Plattform, der Plattformverbindungen und (ggf.) der Pipelines verursachen. Es wird erwartet, dass die physische Störung nur vorübergehend ist. Es wird erwartet, dass das Ausmaß der physischen Störung für jeden einzelnen Lebensraumtyp der zuständigen Behörde als Bedingung für die Genehmigung zu melden ist. Durch die Stilllegung von Ravn wird der ökologische Fußabdruck von Öl- und Gasförderanlagen in der Nordsee verkleinert.
Hydrografische Bedingungen	Die Stilllegung der Plattform Ravn wird nicht zu einer physischen Schädigung des Meeresbodens führen. Es wird nur sehr begrenzte und vorübergehende lokale Auswirkungen geben.
D8 Schadstoffe	Es werden Schwellenwerte für die Konzentrationen von PFOS, PBDE, Benzo[a]pyren und Quecksilber gemäß der Danish Marine Strategy II festgelegt. Es wird erwartet, dass keiner dieser Stoffe während der Stilllegungsmaßnahmen freigesetzt wird. Akute Verschmutzungsereignisse sind extrem selten. Außerdem sind weder in den Plattformanlagen noch in den Pipelines Kohlenwasserstoffe enthalten.
D9 Schadstoffe in Lebensmitteln	Es werden keine größeren Freisetzungen von Schadstoffen durch die Stilllegungsaktivitäten erwartet.
D10 Abfälle im Meer	Der gesamte Abfall wird an Land transportiert. Die gesamten Aufbauten werden zur Zerlegung oder zur Lagerung für eine spätere Wiederverwendung in eine geeignete Werft an Land transportiert. Wenn die Pipelines in situ belassen werden, könnte argumentiert werden, dass dadurch ein Teil der Abfälle im Meer verbleibt und dass durch die Auswaschung von Abbauprodukten und die Korrosion der Pipelines Kunststoffe ins Meer gelangen könnten. Dieses Risiko ist jedoch vernachlässigbar, da die Pipelines im Meeresboden vergraben sind.
D11 Einleitung von Energie	Während der Stilllegungsaktivitäten wird nur sehr wenig (oder gar kein) Impulsärm erwartet. Der tieffrequente Lärm wird das Gehör der Meeressäuger nicht schädigen, kann aber insofern zu Störungen führen, dass sich die Säugetiere vorübergehend aus dem Gebiet zurückziehen. Es wird nicht erwartet, dass dies Auswirkungen auf die Säugetierpopulationen hat.

Auf der Grundlage der vorstehenden Bewertung wird der Schluss gezogen, dass das Stilllegungsprojekt Ravn das Erreichen eines guten Umweltzustands für jeden Deskriptor gemäß der „Danish Marine Strategy II“ nicht verhindern oder verzögern wird.

9 Fazit

Die potenziellen Umweltauswirkungen des Stilllegungsprojekts Ravn sind lokaler Natur und beschränken sich auf dänische Gewässer. Diese Umweltauswirkungen werden im UVP-Bericht als nicht nennenswert oder gering bewertet. Unterwasserlärm wird als nicht nennenswerte Auswirkung von kurzer Dauer bewertet und ist auf dänische Gewässer beschränkt.

Darüber hinaus wird der Schluss gezogen, dass die Stilllegung von Ravn keine negativen Auswirkungen auf den Erhaltungszustand von Lebensräumen und Arten haben wird, für die potenziell betroffene Natura-2000-Gebiete ausgewiesen wurden, sowie auf Arten, die in Anhang IV der Habitat-Richtlinie der EU (Richtlinie 92/43/EWG vom 21. Mai 1992) aufgeführt sind. Das Projekt wird sich auch nicht negativ auf die Integrität dieser Gebiete auswirken. Es wird darauf hingewiesen, dass für die Stilllegung der Pipelines und des Umbilicals in deutschen Gewässern ein eigenes Genehmigungsverfahren bei den deutschen Behörden (Abschlussbetriebsplan) erforderlich ist.

10 Referenzdokumente

- Alben, K., Bruchet, A. and Shpirt, E. (1989). Leachate from Organic Coating Materials Used in Potable Water Distribution Systems. Prepared for American Water Works Association, Denver, Colorado.
- ARSU (2022): Stilllegung der Pipelines zwischen A6-A und Ravn - Umweltfachlicher Vergleich zwischen dem In-situ-Belassen der Pipelines und dem Rückbau. 15. August 2022. Erstellt im Auftrag von: Wintershall Noordzee B.V.
- BirdLife International (2020) IUCN Red List for birds. Downloaded from <http://www.birdlife.org>.
- Bourne, W. R. P. (1979). „Birds and gas flares.“ Marine Pollution Bulletin 10(5): 124125.
- Bromley P.J. (2000). Growth, sexual maturation and spawning in Central North Sea plaice (*Pleuronectes platessa* L.) and the generation of maturity ogives from commercial catch data. Journal of Sea Research 44:27-43.
- Coolen, J.W., Almeida, L.P. and Olie, R. (2019): Modelling marine growth biomass on North Sea offshore structures. Conference-Structures in the Marine Environment (SIME) 17th May, abstract
https://www.researchgate.net/publication/333186206_Modelling_marine_growth_biomass_on_North_Sea_offshore_structures
- COWI/DHI Joint Venture (2001). The Great Belt Link. The monitoring programme 1987-2000. Report to Storebælt. Sund og Bælt.
- Dähne, M., Gilles, A., Lucke, K., Peschko, V., & Adler, S. (2013). Effects of pile-driving on harbour porpoises (*Phocoena phocoena*) at the first offshore wind farm in Germany. Environmental Research Letters.
- DEA (2022): Guideline for underwater noise. Installation of impact or vibratory driven piles. May 2022. Danish Energy Agency.
- Deda P., Elbertzhagen, I., Klussmann, M. (2007). Light pollution and the impacts on biodiversity species and their habitats. UNEP CMS
- Delefosse, M., Rahbek, LM.L., Roesen, L., Clausen, K.T. (2018) Marine mammals sightings around oil and gas installations in the central North Sea. J Mar Biol Ass. 98(5): 993-1001
- Dyndo, M., Wiśniewska, D. M., Rojano-Doñate, L., & Madsen, P. T. (2015). Harbour porpoises react to low levels of high frequency vessel noise. Scientific reports, 5(1), 1-9.
- E&P Forum (1994). Methods for estimating atmospheric emissions from E&P Operations, Report No. 2.59/197, The Oil Industry International Exploration & Production Forum.
- Edelvang, K., Gislason, H., Bastardie, F., Christensen, A., Egekvist, .J, Dahl, K., Göke, C., Petersen, I.K., Sveegaard, S., Heinänen, S., Middelboe, A.L., AlHamdani, Z.K., Jensen, J.B. & Leth, J. (2017) Analysis of marine protected areas – in the Danish part of the North Sea and the Central Baltic around Bornholm: Part 1: The coherence of the present network of MPAs. DTU

Aqua Report, no. 325-2017, National Institute of Aquatic Resources, Technical University of Denmark.

EEA (2018) Contaminants in Europe's seas -Moving towards a clean, non-toxic marine environment. EEA report nr. 25/10/2018

Egekvist, J., Mortensen, L.O. & Larsen, F. (2018) Gosht nets-A pilot project on derelict fishing gear. DTU Aqua Report No. 323-207. National Institute for Aquatic Resources, Technical University of Denmark, 46 pp. +appendices.

Everaert, G., van Gauwenberghe, L., De Rijcke, M., Koelmans, A. A., Mees, J., Vandegheuchte, M. and Janssen, C.R. (2018). Risk assessment of microplastic in the ocean: Modelling approach and first conclusions. Environmental pollution 242, pp 1930-1938.

Falk, K., Jensen, S.B. (1995). Fuglene i Internationale Beskyttelsesområder i Danmark. Miljøministeriet. Skov- og Naturstyrelsen.

Francis, M. (2015). Fate and decomposition of Pipe Coating Materials in Abandoned Pipelines. Nova Chemicals Centre for Applied Research. Technical Report # 2676. Prepared for Petroleum Alliance Canada (PTAG).

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

Freon P., F. Gerlotto and O.A. Misund (1993). Consequences of fish behaviour for stock assessment. ICES mar. Sci. Symp, 196: 190-195. 1993.

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

GEUS 2019. Marine raw materials database. <https://data.geus.dk/geusmap/>

Gilles, A., S. Viquerat, E.A. Becker, K.A. Forney, S.C.V. Geelhoed. J. Haelters, J. Nabe-Nielsen, M. Scheidat, U. Siebert, S. Sveegaard, F.M. van Beest, R. van Bemmelen and G. Aarts (2016). Seasonal habitat-based density models for a marine top predator, the harbour porpoise. Ecosphere Vol. 7(6). June 2016.

Hammond, P. S., et al. 2013. Cetacean abundance and distribution in European shelf waters to inform conservation and management. Biological Conservation 164:107-122

ICES (2019a) Fish Maps <https://www.ices.dk/marine-data/maps/Pages/ICES-FishMap.aspx>

ICES (2019b). Advice on fishing opportunities, catch and effort. Herring (*Clupea harengus*) in Subarea 4 and divisions 3a and 7d, autumn spawners (North, Skagerrak and Kattegat, eastern English Channel).

ICES (2019c). Advice on fishing opportunities, catch and effort. Sprat (*Sprattus sprattus*) in Division 3a and Subarea 4 (Skagerrak, Kattegat and North Sea).

ICES (2019d). Advice on fishing opportunities, catch and effort. Norway special request for revised 2019 advice on mackerel (*Scomber scombrus*) in subareas 1-8 and 14, and in Division 9a (The northeast Atlantic and adjacent waters).

ICES (2019e). Advice on fishing opportunities, catch and effort. Cod (*Gadus morhua*) in Subarea 4, Division 7d and Subdivision 20 (North Sea, eastern English Channel, Skagerrak).

ICES (2019f). Advice on fishing opportunities, catch and effort. Haddock (*Melanogrammus aeglefinus*) in Subarea 4, Division 6a and Subdivision 20 (North Sea, West of Scotland, Skagerrak).

ICES (2019g). Advice on fishing opportunities, catch and effort. Whiting (*Merlangius merlangus*) in subarea 4 and Division 7 (North Sea and eastern English Channel)

ICES (2019h). Advice on fishing opportunities, catch and effort. Plaice (*Pleuronectes platessa*) in Subarea 4 (North Sea) and Subdivision 20 (Skagerrak).

ICES (2019i). Advice on fishing opportunities, catch and effort. Dab (*Limanda limanda*) in Subarea 4 and Division 3a (North Sea, Skagerrak and Kattegat).

ICES (2019j). Advice on fishing opportunities, catch and effort. Sandeel (*Ammodytes* spp). In division 4b-c, Sandeel Area 1r (central and southern and southern North Sea, Dogger Bank).

Ithaca Energy (2020). Decommissioning Programmes - Anglia Field – Normally Unattended Platform Topsides, Jacket, Subsea Installations and Associated Pipelines, ITH-ANG-DCOM-PLN-0001(Rev C3), [Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines - GOV.UK \(www.gov.uk\)](http://www.gov.uk)

JNCC. (2017). Retrieved from <http://jncc.defra.gov.uk/page-6508>

Kinze C. C. (2007). Hvaler s. 262 - 311. In: Dansk Pattedyr Atlas. Baagøe, H.J. & T. S. Jensen (red.) (2007) Gyldendal, København, 392 pp.

Kjørboe, T., Møhlenberg, F. (1982) Sletter havet sporene? En biologisk undersøgelse af miljøpåvirkninger ved ral- og sandsugning. Miljøministeriet, Fredningsstyrelsen

Knutsen H., C. Andrè, P.E. Jorde, M.D. Skogen, E. Thurøczy and N.C. Stenseth (2004). Transport of North Sea cod 'Larvae into the Skagerrak coastal populations. Proc. R. Soc. Lond. B 2004 pp 1338-1344.

Lack D (1960), Migration across the North Sea studied by radar Part 2. The spring departure 1956–59. Ibis, 102: 26-57.

Lack, D. (1959), Migration across the North Sea studied by radar Part 1. Survey throughout the year. Ibis, 101: 209-234.

Lack, D. (1963), Migration across the southern North Sea studied by radar Part 4 Autumn Ibis, 105: 1-54

McConnell, B.J., Fedak, M.A., Lowell, B. & Hammond, P.S. (1999): Movements and foraging areas of grey seals in the North Sea. *Journal of Applied Ecology* 36: pp. 573-590.

MiljøMinisteriet (2021): Nye beskyttede havstrategiområder I Nordsøen og Østersøen omkring Bornholm. Marts 2021.

Ministry of Environment and Food (2019) Danmarks havstrategi II, Første del. God miljøtilstand, basisanalyse, miljømål. Miljø- og Fødevareministeriet. ISBN: 978-87-93593-73-2

Munk P., P.J. Wright & N.J., Pihl (2002). Distribution of the early larval stages of cod, plaice and lesser sandeel across haline fronts in the North Sea. *Estuarine and Coastal Marine Science* 55: 139-149.

Munk P., P.O. Larsson, D. Danielsen & E. Moksness (1995). Larval and small juvenile cod *Gadus morhua* concentrated in the highly productive areas of a shelf-break front. *Marine Ecology Progress Series* 125: 21-30.

Munk P., P.O. Larsson, D. Danielsen & E. Moksness (1999). Variability of frontal zone formation and distribution of gadoid fish larvae at the shelf break in the north-eastern North Sea. *Marine Ecology Progress Series* 177: 221-233.

NIRAS (2019) Miljøkonsekvensrapport, Baltic Pipe. Gasrørledning i Nordsøen. *Energinet* 7. februar 2019.

NOAA. (2018). revision to: technical guidance for assessing the effects of anthropogenic sound on marine mammal hearing (version 2.0). . NOAA technical memorandum NMFS-OPR-59.

Oil & Gas Denmark (2017) Descriptor-based review of 25 years of seabed monitoring data collected around Danish offshore oil and gas platforms.

OSPAR (2009). Status and trend of marine chemical pollution. Hazardous substances series. OSPAR Commission

OSPAR (2014) OSPAR/ICES workshop on evaluation and update of BRCs and EACs. OSPAR report.

OSPAR (2017) Status and trends in the concentration of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) in shellfish. OSPAR intermediate assessment 2017

OSPAR (2017). Abundance and Distribution of Cetaceans. <https://oap.ospar.org/en/ospar-assessments/intermediate-assessment-2017/biodiversity-status/marine-mammals/abundance-distribution-cetaceans/abundance-and-distribution-cetaceans/>

Otto L., Zimmerman J.T.E., Furnes G.K., Mork R., Saetre R., Becker G. (1990). Review of the physical oceanography of the North Sea. *Netherlands Journal of Sea Research*. 26 (2-4): 161-238

Palace and Culture Agency (2022). Fund og Fortidsminder. <https://www.kulturarv.dk/fundogfortidsminder/Kort/>

Pangerc, t., Robinson, S., Theobald, P.; Galley, L. (2016) Underwater sound measurement data during diamond wire cutting: First description of radiated noise. Acoustic Society of America

Petersen, J. (2018). Menneskeskabte påvirkninger af havet -Andre presfaktorer end næringsstoffer og klimaforandringer.

Reid J.B. P.G.H. Evans and S.P Northridge (2003). Atlas of Cetacean distribution in North-West European waters. Joint Nature Conservation Committee.

Reiss, H., Degraer, S., Duineveld, G., Kröncke, I., Craeymeersch, J., Aldridge, Robertson, M., VandenBerghe,E., VanHoey,G., Rees, H.L. (2010) Spatial patterns of infauna, epifauna and demersal fish communities in the North Sea. ICES Journal of Marine Science 67(2): 278-293

Ronconi, R.A.; Allard, K.A, Taylor, R.D. (2015). Bird interactions with offshore oil and gas platforms: Review of impacts and monitoring techniques. J Environmental Manage. 2015 Jan 1;147:34-45. doi: 10.1016/j.jenvman.2014.07.031. Epub 2014 Sep 27. PMID: 25261750.
Schmidt J.O. C.J.G. Van Damme, C. Röckmann and M. Collas (2010). Recolonisation of spawning grounds in a recovering fish stock: recent changes in North Sea herring. Scientia Marina October 2009 153-157 Barcelona (Spain).

Science Direct (2008-1017): Marine Growth-an-overview. ScienceDirect topics.
<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/marine-growth>

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

Southall, B. L., Bowles, A. E., Ellison, W. T., Finneran, J. J., Gentry, R. L., Greene Jr, C. R., & ... Tyack, P. L. (2008). Marine Mammal Noise Exposure Criteria: Initial Scientific Recommendations. *Bioacoustics*, 17(1-3), 273-275.

Southall, B. L., Finneran, J. J., Reichmuth, C., Nachtigall, P. E., Ketten, D. R., Ellison, W. T., & Tyack, P. L. (2019). Marine Mammal Noise Exposure Criteria: Updated Scientific Recommendations for Residual Hearing Effects. *Aquatic Mammals*, 45(2).

Sundby S., T. Kristiansen, R. Nash and T. Johannesen (2017). Dynamic Mapping of North Sea spawning. Report of the KINO Project. Fisken og Havet nr. 2-2017.

Sveegaard, S. Nabe-Nielsen J. and Teilmann J. (2018). Marsvins udbredelse og status for de marine habitatområder i danske farvande. Aarhus Universitet, DCE -Nationals Center for Miljø og Energi, 36 s. -Videnskabelig rapport nr. 284

Tasker M.L., P.H. Jones, B.F. Blake, T.J. Dixon & A.W. Wallis (1986). Seabirds associated with oil production platforms in the North Sea. *Ringling & Migration*, 7:7-14

Thatcher M., Robson M., Henriquez L.R., Karmann C.C., Payne G. and Robinson N. (2017). CHARM Chemical Hazard Assessment and Risk Management - A user guide for the evaluation of chemicals used and discharged offshore, User Guide Version 1.5.

Thompson, P. M., Lusseau, D., Barton, T., Simmons, D., Rusin, J., & Bailey, H. (2010). Assessing the responses of coastal cetaceans to the construction of offshore wind turbines. *Marine pollution bulletin*, 60(8), 1200-1208.

Todd et al (2009). Echolocation activity of harbour porpoises (*Phocoena phocoena*) around an offshore gas-production platform drilling rig complex. In: Fifth International Conference on Bioacoustics 2009, 31st March-2nd April 2009,

Todd V.L.G., P.A. Lepper & I.B. Todd (2007) Do harbour porpoises target offshore installations as feeding stations? 2007 IADC Environmental Conference & Exhibition 3rd April 2007, Amsterdam, Netherlands.

Tougaard S. (2007). Spættet sæl s 252-257 og gråsæl s. 258-261. In: Dansk Pattedyr Atlas, Baagøe, H.J. & T. S. Jensen (red.) Gyldendal, København, 392 pp.

Tougaard, J. (2014). Vurdering af effekter af undervandsstøj på marine organismer -Del 2 - Påvirkninger. Aarhus Universitet, DCE.

Tougaard, J. (2014). Vurdering af effekter af undervandsstøj på marine organismer. Del 2 – Påvirkninger. Aarhus Universitet, DCE – Nationalt Center for Miljø og Energi, 51 s. - Teknisk rapport fra DCE - Nationalt Center for Miljø og Energi nr. 45.

Tougaard, J. (2016) Input to revision of guidelines regarding underwater noise from oil and gas activities - effects on marine mammals and mitigation measures. Aarhus University, DCE – Danish Centre for Environment and Energy, 52 pp. Scientific Report from DCE – Danish Centre for Environment and Energy No. 202. <http://dce2.au.dk/pub/SR202.pdf>

Tougaard, J. et al. (2003): Satellite tracking of Harbour Seals on Horns Reef. Use of the Horns Reef wind farm area and the North Sea. Report to Techwise A/S March 2003. Syddansk Universitet.

Tougaard, J., Wright, A., & Madsen, P. (2016). Noise Exposure Criteria for Harbor Porpoises. In P. A., & H. A., *The Effects of Noise on Aquatic Life II*. New York, NY: *Advances in Experimental Medicine and Biology*, vol 875. Springer.

Van De Laar F.J.T. (2007). Green light to birds. Investigation into the effect of bird-friendly lightning. NAM Locatie L15-FA-1. December 2007.

van Deurs, M. DTU Aqua-rapport nr. 348-2019. Understøttelse af den løbende udvikling af forvaltningsplaner for fiskebestande. Institut for Akvatiske Ressourcer, Danmarks Tekniske Universitet. 16 pp. + bilag

Waggitt, J. J., Evans, P. G. H., Andrade, J., Banks, A. N., Boisseau, O., Bolton, M., Bradbury, G., Brereton, T., Camphuysen, C. J., Durinck, J., Felce, T., Fijn, R. C., Garcia-Baron, I., Garthe, S., Geelhoed, S. C. V., Gilles, A., Goodall, M., Haelters, J., Hamilton, S., ... Hiddink, J. G. (2020). Distribution maps of cetacean and seabird populations in the North-East Atlantic. *Journal of Applied Ecology*, 57(2), 253-269. <https://doi.org/10.1111/1365-2664.13525>

Warnar T., B., Huwer, M., Vinther, J., Egekvist, C. R, Sparrevohn, E. Kirkegaard, P. Dolmer, P. Munk og T. K. Sørensen (2012). Fiskebestandenes struktur. Fagligt baggrundsnotat til den danske implementering af EUs havstrategidirektiv. DTU Aqua-rapport nr. 254-2012.

Weilgart, L. A. (2007). Brief review of known effects of noise on marine mammals. *International Journal of Comparative Psychology*, 20(2), 159-168.

Wintershall Noordzee B.V. (2014): Environmental impact assessment. Ravn field. Final Report. May 2014.

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