



INEOS E&P A/S
Teknikerbyen 5, 1. sal
2830 Virum,
Dänemark

Büro/Abteilung
Boden/Untergrund.

Datum
26. April 2024

Az. 2019-110

Beschluss über die Genehmigung des überarbeiteten Entwicklungsplans für das Hejre-Feld – „Hejre Re-Development Project“

Die dänische Energiebehörde *Energistyrelsen* entscheidet hiermit über Folgendes:

- Genehmigung des überarbeiteten Plans vom 23. Dezember 2022 für Fördertätigkeiten für das Hejre-Feld, einschließlich Perforation und Reinigung von drei bestehenden Produktionsbohrlöchern, Installation eines unbemannten Plattformmoduls auf dem bestehenden Hejre-Jacket, Änderungen an den Syd Arne-Anlagen für Empfang und Messung der Hejre-Produktion sowie Einspritzpumpen für NGL (Natural Gas Liquids) und die anschließende Betreibung des Hejre-Feldes über die Anlagen in Syd Arne.
- Genehmigung wesentlicher Änderungen und Ergänzungen des bereits genehmigten Entwicklungsplans für das Hejre-Feld¹,
- Genehmigung von Ausrüstung, Programm und Ausführungsmethode zur Verwendung in Pipeline-Voruntersuchungen und
- Bescheid über die Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb einer Pipeline-Anlage in Form einer Mehrphasen-Pipeline und eines Versorgungskabels vom Hejre-Feld zur Syd Arne Well Head Platform East (WHPE).

Der Beschluss erfolgt gemäß § 10, Abs. 2 und 3 des dänischen Bodengesetzes (*undergrundsloven*, im Folgenden „UL“)², sowie § 14, § 15, Abs. 1, § 17, Abs. 1, § 28, Abs. 1 und § 33 sowie § 3, Abs. 1 und § 5 Abs. 1, in der Verordnung über Offshore-Lebensräume (*offshorehabitatbekendtgørelsen*)³ und gemäß Abschnitt III des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (*miljøvurderingsloven*)⁴.

Der Beschluss wird auf der Grundlage des von INEOS E&P A/S (im Folgenden INEOS) im Namen des Lizenznehmers am 23. Dezember 2022 übermittelten Antragsmaterials „Hejre Re-Development Project“, des veröffentlichten Umweltverträglichkeitsberichts und der Ergebnisse der durchgeführten Anhörungen sowie der Parteienanhörung zum Beschluss. Am 2. Februar 2023 fand ein Klärungstreffen mit INEOS statt. Informationen aus diesem Treffen, die laufende

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43,
DK-1577 Kopenhagen V

Niels Bohrs Vej 8,
DK-6700 Esbjerg

Tel.: +45 3392 6700
E-Mail: ens@ens.dk

www.ens.dk

¹ Beschluss über die Genehmigung des Entwicklungsplans und der Förderung für das Hejre-Feld vom 6. Oktober 2011.

² Gesetz über die Nutzung des dänischen Bodens und Untergrunds, vgl. Verordnung Nr. 1461 vom 29. November 2023.

³ Verordnung Nr. 786 vom 14. Juni 2023 über die Verwaltung internationaler Naturschutzgebiete und den Schutz bestimmter Arten durch wissenschaftliche Untersuchungen, Durchführbarkeitsstudien, Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, unterirdische Speicherung, Pipelines usw. offshore.

⁴ Verordnung Nr. 4 vom 3. Januar 2023 über die Umweltverträglichkeitsprüfung von Plänen und Programmen sowie konkreten Projekten (UVP).



Korrespondenz mit INEOS sowie der Beschluss vom 13. Oktober 2023 über die Verlängerung der Hejre-Lizenzen 5/98 und 1/06 bilden die ergänzende Grundlage für die Darstellung des Falles und die Beurteilung in diesem Beschluss.

Es wird außerdem darauf hingewiesen, dass der Generalstaatsanwalt im Bericht vom 19. Januar 2023⁵ über die Untersuchung der UVP-Praxis der dänischen Energiebehörde in Bezug auf Genehmigungen u.a. nach dem UL für Anlagen unter der ausschließlichen Lizenz in der Nordsee festgestellt hat, dass einige Genehmigungen ohne Einhaltung der UVP und der Habitatvorschriften erteilt wurden. Vor diesem Hintergrund hat die dänische Energiebehörde den Generalstaatsanwalt gebeten, auch zu untersuchen, ob Genehmigungen für Feldkomplexe außerhalb der ausschließlichen Lizenz, einschließlich des Hejre-Feldes, ebenfalls ohne Einhaltung der UVP- und Habitatvorschriften erteilt wurden.

Über die Untersuchung des Generalstaatsanwalts in Bezug auf Felder außerhalb der ausschließlichen Lizenz ist noch nicht abschließend berichtet worden. Vorläufige Schlussfolgerungen deuten jedoch eindeutig darauf hin, dass in Bezug auf Beschlüsse, die Bereiche außerhalb der ausschließlichen Lizenz betreffen, dieselbe Art von Mängeln festgestellt werden kann wie in Bezug auf die Bereiche, in denen ausschließliche Lizenzen gewährt werden. Dies bedeutet, dass die dänische Energiebehörde im Einklang mit der EU-rechtlichen Loyalitätspflicht verpflichtet sein kann, eine Bewertung der Umweltauswirkungen auf die Umwelt eines zuvor genehmigten Projekts durchzuführen, für das die Genehmigung unter Verstoß gegen die UVP-Vorschriften erteilt wurde, wenn Arbeiten oder physische Eingriffe im Zusammenhang mit diesem Projekt eine spätere Genehmigung erfordern.

Die dänische Energiebehörde hält es für weitgehend wahrscheinlich, dass der Beschluss der dänischen Energiebehörde vom 6. Oktober 2011 über die Genehmigung des Entwicklungsplans und den Abbau des Hejre-Feldes nicht gemäß den UVP-Vorschriften gemeldet wurde. Da die gemäß der Genehmigung vom 6. Oktober 2011 errichteten Anlagen im Zusammenhang mit dem beantragten Projekt⁶ genutzt werden sollen, ist die dänische Energiebehörde der Auffassung, dass die bestehenden Anlagen auf dem Hejre-Feld legalisiert werden müssen.

Bestehende Anlagen auf dem Hejre-Feld und die daraus resultierenden Umweltauswirkungen seit der Errichtung der Anlagen werden im Umweltverträglichkeitsbericht für das beantragte Projekt beschrieben.

Die dänische Energiebehörde gibt gemäß § 10, Abs. 2 und § 28, Abs. 3 des UL bekannt, dass die Genehmigung für die Anlagen auf dem Hejre-Feld, die gemäß dem Beschluss vom 6. Oktober 2011 errichtet wurden, mit diesem Beschluss legalisiert wird. Dies betrifft die bestehende Jacket-Struktur und das Bohrlochkopfdeck sowie die folgenden fünf Bohrlöcher: HA-1A, HA-2, HA-3A, HA-4 og HA-5.

Voraussetzung für diesen Beschluss ist, dass INEOS das Projekt innerhalb der physikalischen und ökologischen Rahmenbedingungen und Voraussetzungen umsetzt, die sich aus dem Antrag und dem Umweltverträglichkeitsbericht ergeben.

⁵ Den Bericht des Generalstaatsanwalts vom 19. Januar 2023 finden Sie hier: <https://ens.dk/presse/kammeradvoka-ten-har-faerdiggjort-undersoegelse-af-energistyrelsens-vvm-praksis-godkendelser>

⁶ Im beantragten Projekt wird davon ausgegangen, dass die bestehende Jacket-Struktur mit der Errichtung einer Topside auf der bestehenden Struktur wiederverwendet wird und dass bestehende Bohrlöcher perforiert werden, um mit der Gewinnung aus dem Hejre-Feld zu beginnen.



Der Umweltverträglichkeitsbericht enthält außerdem eine Wesentlichkeitsanalyse gemäß § 3 der Verordnung über Offshore-Lebensräume und eine Bewertung gemäß den Regeln zum Artenschutz in § 5 der Verordnung.

Der Beschluss ersetzt eine Genehmigung für das Vorhaben nach § 25 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung, vgl. § 10 Nr. 4 der Umweltprüfungsverordnung⁷.

Bedingungen:

Der Beschluss wird zu den folgenden Bedingungen bekannt gegeben, vgl. § 10, Abs. 4, § 14, § 15, Abs. 1, § 17, Abs. 2, § 28 e und § 33 des UL sowie § 8 der Verordnung über Offshore-Lebensräume:

1. Die Produktion aus dem Hejre-Feld darf nicht beginnen, bevor die dänische Energiebehörde die Genehmigung für die Einrichtung des steuerlichen Messsystems auf der Syd Arne WHPE gemäß § 24 der Genehmigung Nr. 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen vom Juni 1998 erteilt hat.
2. Mit der Produktion aus dem Hejre-Feld darf nicht begonnen werden, bis die dänische Energiebehörde gemäß § 16, Abs. 3 des UL eine Vereinbarung über die Nutzung von Anlagen auf dem Syd Arne-Feld für die Verarbeitung und den Transport der Produktion aus dem Hejre-Feld genehmigt hat.
3. Die dänische Energiebehörde kann INEOS innerhalb einer bestimmten Frist anweisen, Anlagen, Ausrüstung und Installationen, die unter diese Genehmigung fallen, nach Beendigung der Nutzung ganz oder teilweise zu entfernen.
4. Der endgültige Entwurf der Anlage muss die geplanten Kapazitätserweiterungen enthalten, vgl. Abschnitt 16.1 des Antrags. INEOS muss dies dokumentieren, bevor eine endgültige Investitionsentscheidung (FID) getroffen wird, spätestens jedoch bis zum 1. Juni 2025.
5. INEOS muss die dänische Energiebehörde im Zeitraum vom 1. Juli 2024 bis zum Beginn der Förderung vierteljährlich schriftlich über den Status und Fortschritt des Projekts informieren.
6. Der Zeitpunkt für den Beginn des Förderbetriebs wird schnellstmöglich, spätestens jedoch auf den 1. Februar 2028 festgelegt, vgl. § 14 des UL.
7. Die dänische Energiebehörde bestimmt die Menge an Kohlenwasserstoffen, die gemäß den beantragten Produktionsprofilen für Zeiträume von in der Regel 12 Monaten und mindestens für Zeiträume von 6 Monaten gemäß § 15 des UL gewonnen werden dürfen.

⁷ Verordnung Nr. 806 vom 14. Juni 2023 über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme.



Bis zum 1. Juli 2028 kann INEOS Kohlenwasserstoffe gemäß den beantragten Produktionsprofilen fördern, die im Antrag für dieses vorliegende Projekt angegeben sind.

8. Die geplanten Pipeline-Voruntersuchungen und Pipeline-Verlegearbeiten müssen gemäß den Standardbedingungen der dänischen Energiebehörde für Offshore-Voruntersuchungen durchgeführt werden, die in Anlage 3 beigefügt sind, sodass die Soft-Start-Phase vor der Nutzung der in Abschnitt 3.1 des Beschlusses genannten geophysikalischen Ausrüstung bei voller Quellenleistung mindestens 20 Minuten betragen muss.

INEOS muss das als Anlage 4 beigefügte Formular ausfüllen und als Dokumentation für die Erfüllung der Bedingungen bei der Gewinnung spätestens 4 Wochen nach Ende der Voruntersuchungen unter invindingsekr@ens.dk an die dänische Energiebehörde zurücksenden.

9. Zur Stabilisierung und zum Schutz der Pipeline und des Versorgungskabels dürfen nur Steine verwendet werden, die an Land abgebaut wurden.

INEOS muss eine Dokumentation über die Herkunft des Materials sowie eine etwaige Vornutzung vorlegen, z.B. in Form einer Quittung oder gleichwertig mit diesen Informationen. Die Unterlagen müssen spätestens 4 Wochen vor Beginn der Steinverlegung unter invindingsekr@ens.dk an die dänische Energiebehörde übermittelt werden.

Dieser Beschluss ersetzt den Beschluss vom 6. Oktober 2011 über die Genehmigung des Entwicklungsplans und der Förderung für das Hejre-Feld, mit Ausnahme der Teile des Beschlusses, die bereits bestehende Infrastruktur in Form eines Jacket, eines Bohrlochkopfdecks und fünf Produktionsbohrlöcher betreffen; HA-1A, HA-2, HA-3A, HA-4 und HA-5, sowie Pipelines von Hejre nach Gorm E bzw. zur Syd Arne – Nybro-Gaspipeline mit Verbindung südöstlich der Harald-Plattform. Dies bedeutet, dass die eigentliche Errichtung der Infrastruktur, wie oben aufgeführt, gemäß dem Beschluss vom 6. Oktober 2011 über die Genehmigung des Entwicklungsplans und der Gewinnung für das Hejre-Feld erfolgt ist, während die Verwendung des Jacket, des Bohrlochkopfdecks sowie der fünf Produktionsbohrlöcher von dem vorliegenden Beschluss erfasst werden.

Die dänische Energiebehörde weist darauf hin, dass mit diesem Beschluss keine Genehmigung für die Errichtung eines weiteren Bohrlochs von der Hejre-Plattform ins Lunde-Reservoir erteilt wird.

Darüber hinaus merkt die Behörde an, dass die Errichtung der Syd-Arne-Anlagen und deren Nutzung zur Kohlenwasserstoffproduktion und zum Transport von Kohlenwasserstoffen an Land usw. durch frühere Beschlüsse genehmigt wurden⁸.

⁸ Beschluss vom 18. August 1997 über die Genehmigung des Plans zur Erschließung und Produktion des Syd-Arne-Feldes; Beschluss vom 14. September 2000 über die Genehmigung des Pilotprojekts zum Einspeisen von Wasser im Syd-Arne-Feld; Beschluss vom 22. Dezember 2000 über die Genehmigung zum Einspeisen von Wasser im Syd-Arne-Feld; Beschluss vom 21. Dezember 2001 über die Genehmigung der Phase II, Etappen 1 und 2, auf dem Syd-Arne-Feld; Beschluss vom 17. September 2009 über die Genehmigung der weiteren Entwicklung und Produktion aus dem Syd-Arne-Feld; Beschluss vom 1. Oktober 2010 über die Genehmigung der weiteren Entwicklung und Produktion aus dem Syd-Arne-Feld.



1. Begründung des Falles

INEOS hat als Betreiber und Lizenznehmer für die Genehmigung 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, Juni 1998, am 23. Dezember 2022 einen überarbeiteten Entwicklungsplan⁹ und eine zugehörige Umweltverträglichkeitsprüfung¹⁰ für das Hejre-Feld mit der Bitte um Genehmigung zur Entwicklung und anschließenden Gewinnung eingereicht.

1.1. Geplante Entwicklung

Am 28. Februar 2011 legte der Lizenznehmer der Genehmigung Nr. 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen einen Plan für die Entwicklung und Förderung des Hejre-Feldes vor, der von der dänischen Energiebehörde mit Beschluss vom 6. Oktober 2011 genehmigt wurde¹¹. Die Entwicklung umfasste eine unabhängige Entwicklung des Hejre-Feldes mit fünf Bohrlöchern, einer integrierten Prozessplattform mit Gasexport nach Nybro über die Syd-Arne–Nybro-Pipeline und Ölexport über Gorm E und die Ölpipeline nach Fredericia. In diesem Zusammenhang sollte das Fredericia-Terminal um eine Trennanlage zur Abtrennung leichter Bestandteile aus dem Hejre-Öl erweitert werden.

Im Februar 2012 wurde dann mit der Entwicklung des Hejre-Feldes begonnen.

Im Jahr 2014 wurde vor der Küste ein Jacket mit Bohrmodul installiert und anschließend mit dem Bohren der Produktionsbohrlöcher begonnen. Es wurden Pipelines nach Gorm E (Öl) bzw. zum Anschlusspunkt Harald (Gas) verlegt und die Trennanlagen in Fredericia gebaut.

Der Bau des Prozess- und Gehäusemoduls (Topsides) der Hejre-Plattform auf einer Werft in Südkorea war von technischen und qualitativen Herausforderungen sowie mehreren Verzögerungen betroffen, die dazu führten, dass der Lizenznehmer die Arbeiten im Jahr 2016 einstellte. Die im Entwicklungsplan 2011 geplante Entwicklung des Hejre-Feldes wurde gestoppt und die Topsides wurden nie installiert.

Im Zeitraum 2016–2022 hat der Lizenznehmer eine Reihe alternativer Entwicklungskonzepte für das Hejre-Feld geprüft. Die Arbeit, eine technisch und kommerziell attraktive Lösung für die Erschließung des Hejre-Feldes zu finden, wurde unter anderem durch die Ergebnisse der Hejre-Bohrlöcher erschwert, die in Kombination mit aktualisierten seismischen Messungen zu einer Verringerung der erwarteten Reserven auf ca. ein Drittel der ursprünglichen Schätzung von 2011 geführt haben.

Im Jahr 2022 kam INEOS zu dem Schluss, dass eine Entwicklung des Hejre-Feldes über die Syd Arne-Anlagen die beste Lösung für das Hejre-Feld sei, und reichte am 23. Dezember 2022 den aktuellen überarbeiteten Plan für die Entwicklung und Förderung des Hejre-Feldes zur Genehmigung bei der dänischen Energiebehörde ein. Der Plan geht von einer Produktion bis zum Ablauf der Genehmigung im Jahr 2040 aus.

⁹ Hejre-Lizenz 5/98 – Plan for Re-Development and Operation of the Hejre Field, 23. Dezember 2023.

¹⁰ Bewertung der Auswirkungen auf die Umwelt – Hejre tie-back zu Süd Arne, 16. Juni 2023.

¹¹ Beschluss vom 6. Oktober 2011 über die Genehmigung der Erschließung und Förderung im Hejre-Feld.



INEOS hat daraufhin erklärt, dass das Hejre-Feld voraussichtlich auch nach 2040 produzieren kann. Infolgedessen hat INEOS am 3. März 2023 einen Antrag auf Verlängerung der Hejre-Lizenzen 5/98 und 1/06 gestellt, sodass diese gleichzeitig mit der Syd Arne-Lizenz 7/89¹² im Jahr 2047 auslaufen. Am 13. Oktober 2023 gab die dänische Energiebehörde die Verlängerung der Hejre-Lizenzen bis zum 14. Februar 2047 bekannt¹³.

Die geplante Entwicklung des Hejre-Feldes besteht in der Errichtung eines unbemannten Plattformmoduls, das auf dem bestehenden Hejre-Jacket platziert wird. Das Feld soll nach der Perforation und Sanierung von drei der bestehenden Produktionsbohrlöchern gefördert werden. Die Erweiterung umfasst außerdem eine neue Mehrphasen-Pipeline und ein Versorgungskabel von Hejre zur Syd Arne WHPE, ein neues Einlassmodul, Steigrohr und J-Rohr auf der Syd Arne WHPE sowie kleinere Änderungen an den Syd Arne-Plattformen WHPE und Main.

Es ist geplant, die Produktion aus dem Hejre-Feld unter Nutzung der vorhandenen Anlagen und Kapazitäten in den Syd-Arne-Anlagen und parallel zur Produktion aus dem Syd-Arne-Feld und dem Solsort-Feld, die ebenfalls in Syd-Arne abgewickelt und verarbeitet werden, abzuwickeln und zu verarbeiten.

Die Kohlenwasserstoffe aus Hejre haben einen hohen Gehalt an leichten Bestandteilen (Natural Gas Liquids – NGL), die in der Trennanlage von Syd Arne vom Gas getrennt werden. Ein Teil der leichten Komponenten wird dann in den Syd Arne-Anlagen als Treibstoff verwendet und der Rest wird in das Syd Arne-Reservoir eingespeist, bis die Ölproduktion von Hejre unter 15 kSTB/Tag fällt. Danach kann NGL in die Gewinnung einbezogen werden. Das von den Feldern Hejre, Solsort und Syd Arne geförderte Öl wird in Syds Arnes Speichertank auf dem Meeresboden geleitet und von dort mit Hilfe von Syds Arnes vorhandenem Bojenfrachtsystem auf Tanker verladen. Das aus dem Hejre-Feld geförderte Gas wird mit Gas aus den Feldern Syd Arne bzw. Solsort über die Gaspipeline Syd Arne–Nybro zur Onshore-Anlage in Nybro geleitet, von wo aus es weiter in das Übertragungsleitungsnetz von *Energinet* geleitet wird.

Im Zusammenhang mit der Errichtung der Mehrphasen-Pipeline und des Versorgungskabels zur Syd Arne WHPE muss eine geophysikalische Voruntersuchung der Pipelinetrasse durchgeführt werden. INEOS hat im Umweltverträglichkeitsbericht erklärt, dass INEOS für die Voruntersuchungen eine Kombination verschiedener Geräte verwenden wird, darunter Sub-Bottom-Profiler, Multibeam-Echolot, Side-Scan-Sonar, Unterwasser-Positionierungssysteme und Magnetometer. Die Voruntersuchungen werden entlang zweier Linien entlang der vorgeschlagenen Pipeline-Route durchgeführt, wobei jede Linie ca. 25-30 km lang ist. Die Untersuchungen dauern bis zu 10 Stunden. INEOS gibt an, dass die drei Instrumente mit der größten Lärmbelastung folgende sein werden:

- Low-frequency SBP Geospark 200TIP. Auf Quellenebene wird der Pegel auf 188 db re 1 $\mu\text{Pa}^2\text{s}$ bei 1 Meter SEL geschätzt.

¹² Der Beschluss der dänischen Energiebehörde vom 14. Oktober 2016 über die Verlängerung der Genehmigung 7/89.

¹³ Der Beschluss der dänischen Energiebehörde vom 13. Oktober 2023, Beschluss über die Verlängerung der Hejre-Genehmigungen 5/98 und 1/06 vom 15. Oktober 2040 bis zum 14. Februar 2047 zum Zwecke der Gewinnung.



- High Resolution Sub-Bottom-Profilier (CHIRP, Innomar SES2000 Medium). Auf Quellenebene wird der Pegel auf 243 db re 1 $\mu\text{Pa}^2\text{s}$ bei 1 Meter SEL geschätzt, korrigiert um die Strahlrichtung.
- Singlebeam-Echolot (Kongsberg EA 400). Auf Quellenebene wird der Pegel auf 147 db re 1 $\mu\text{Pa}^2\text{s}$ bei 1 Meter SEL geschätzt.

Was die Voruntersuchung der geplanten Pipelinetrasse betrifft, hat INEOS im Zusammenhang mit der Parteienanhörung erklärt, dass die geophysikalische Voruntersuchung, wie im Umweltverträglichkeitsbericht beschrieben, geändert wird, sodass 1) der Zeitpunkt der Durchführung auf April – Mai 2024 und die Dauer auf zwei Wochen geändert wird; 2) Die geophysikalische Voruntersuchung soll in Form von 7 Linien entlang zweier möglicher Pipeline-Routen mit einem ROV (remotely operated vehicle) mit Multibeam-Echolot, seitlich, durchgeführt werden Side-Scan-Sonar und Sub-Bottom-Profilier, danach wird eine separate Linie entlang der beiden möglichen Pipeline-Routen mit einem Magnetometer durchgeführt; und 3) drei Vibrocores und drei Cone Penetration Tests (CPT) werden alle 2 km entlang der beiden möglichen Pipeline-Routen durchgeführt. Siehe auch Abschnitt 1.10.3.

Dem vorgelegten Zeitplan zufolge soll die Förderung aus dem Hejre-Feld voraussichtlich in der zweiten Hälfte des Jahres 2027 beginnen.

1.2. Geologische und geophysikalische Gegebenheiten

Das Hejre-Feld liegt am nördlichen Ende des Central Graven, ca. 300 km nordwestlich von Esbjerg und wurde durch das Explorationsbohrloch Hejre-1 (2003), das Evaluierungsbohrloch Hejre-2 (2004-2005) und die Entwicklungsbohrlöcher HA-1A, HA-2, HA-3A, HA-4 und HA-5 (durchgeführt im Zeitraum 2014-2016) erschlossen.

Die Bewertung des Hejre-Feldes basiert auf mehreren seismischen Untersuchungen des Gebiets (PAM99 von 1999 – erneut aufbereitet im Jahr 2022, CGR2010/2011 und PGS15015 von 2015 – erneut aufbereitet im Jahr 2021) sowie Daten aus den Hejre-Entwicklungsbohrlöchern. Durch die Einarbeitung neuer Daten und die kürzere Produktionsdauer kam es zu einer Reduzierung der technischen Reserven gegenüber dem Ausbauplan 2011.

INEOS gibt an, dass das Hejre-Feld in eine Reihe separater Struktursegmente unterteilt ist; Segmente 1-5. Segment 1-3 soll mit den Bohrlöchern HA-1A, HA-2 und HA-4 gefördert werden. Die Segmente 4 und 5 gelten als Explorationspotenzial und die geschätzten Volumina daraus sind daher nicht in STOIP¹⁴ für Hejre enthalten.

Das Reservoir wurde in den Bohrlöchern in einer Tiefe von 5.130 m bis 5.580 m unter dem Meeresspiegel gefunden, außer in HA-3A, wo das Reservoir fehlt.

¹⁴ Stock Tank Oil Initially In Place



Das Reservoir im Hejre-Feld besteht aus Gert-Mb-Sandstein des oberen Jura mit einer durchschnittlichen Porosität von 15–18 % in der Ölzone und einer Permeabilität von bis zu 500 mD. Der Druck im Reservoir beträgt 1000-1030 bar und die Temperatur liegt bei etwa 160 Grad C.

Die bedeutendsten bestehenden geologischen Unsicherheiten für das Hejre-Feld sind:

- Ausmaß und Dicke des Reservoirs
- Fazies und Reservoir-Qualität
- Gefahr von Baugliederungen und Dichtungsfehlern
- Ort des Öl-Wasser-Kontakts in den Segmenten 1 und 3

INEOS hat erklärt, dass diese verbleibenden Risiken nicht weiter reduziert werden können, bevor mit der Entwicklung und Produktion des Feldes begonnen wird.

1.3. Fördertechnische Gegebenheiten

Das Hejre-Feld soll mit den drei bestehenden Produktionsbohrlöchern (HA-1A, HA-2 und HA-4) gefördert werden.

Segment 1 soll mit der Bohrung HA-2 gefördert werden, die im Øvre Gert-Sand gebohrt wird. HA-2 wurde in Segment 1 flankenabwärts gebohrt, um während der Produktion dem Risiko einer Gasansammlung an der Spitze der Struktur zu begegnen.

Segment 2 und Segment 3 sollen mit den Bohrlöchern HA-1A bzw. HA-4 gefördert werden, die beide auf den Sand von Øvre und Nedre Gert zugreifen.

Aufgrund des hohen Reservoirdrucks, der relativ hohen Kompressibilität der Kohlenwasserstoffe und der Tatsache, dass der Blasenpunkt im Reservoir 700 bar unter dem Reservoirdruck liegt, basiert die Förderung auf einer natürlichen Entleerung durch Druckentlastung, dem „Depletion Drive“. Daher wird die Druckunterstützung nicht durch Einspeisen von Wasser hergestellt, wie es auf anderen Feldern in Dänemark üblich ist. Es wird erwartet, dass die drei Segmente voneinander isoliert sind und die drei Produktionsbohrlöcher in ihrem Segment jeweils Zugriff auf das gesamte Reservoir haben und diese somit vollständig entleeren können. Wenn der Druck im Reservoir unter den Blasenpunkt fällt, unterstützt der erhöhte GOR¹⁵ das Anheben der Bohrlöcher, was die Produktionsdauer verlängern kann.

Das Reservoirmanagement soll durch kontinuierliche Datenerfassung und Überwachung der Bohrlöcher erfolgen, einschließlich der Messung von Druck, Temperatur und Produktionsraten sowie der Analyse von Flüssigkeitsproben, die die Grundlage für die kontinuierliche Optimierung der Gewinnungsrate und Produktionsprognosen des Feldes bilden werden. Es ist zu erwarten, dass die vorhandenen Druck- und Temperaturmessgeräte in den Produktionsbohrlöchern durch die hohen Temperaturen beeinträchtigt werden, denen sie seit der Installation ausgesetzt waren, und ihre Funktion muss vor der Produktion getestet werden.

Ergänzt wird dies durch Bohrlochtests und drahtgebundene Protokollierung der Bohrlöcher. Die erwartete Sandproduktion für jedes der Produktionsbohrlöcher wurde bewertet und die Notwendigkeit, über spezielle Ausrüstung für die Handhabung zu verfügen, wurde nicht festgestellt.

¹⁵ Gas-Oil-Ratio



Aus dem Antrag von INEOS vom 23. Dezember 2022 geht hervor, dass die erwarteten Kohlenwasserstoffmengen im Hejre-Feld für das mittlere Szenario (P50) auf Mio. Barrel (b) geschätzt werden. Basierend auf einem angenommenen Produktionszeitraum von 13 Jahren von 2027 bis 2040, basierend auf dem früheren Ablaufdatum der Genehmigungen, werden die wirtschaftlichen Reserven auf Mio. boe (Barrel Öläquivalente) bzw. 82 % Öl und 18 % Gas geschätzt.

Am 13. Oktober 2023 gab die dänische Energiebehörde wie oben in Abschnitt 1.1 dargelegt eine Verlängerung der Genehmigungen 5/98 und 1/06 vom 15. Oktober 2040 bis zum 14. Februar 2047 bekannt. Diese Verlängerung des Produktionszeitraums führt dazu, dass die Schätzung der wirtschaftlichen Reserven für das mittlere Szenario (P50) um mmboe erhöht wird, insgesamt mmboe. den drei Produktionsbohrlöchern trägt HA-4 in Segment 3 dazu mit % am meisten zum Gesamtvolumen bei.

Bei den angegebenen Mengen handelt es sich um P50-Schätzungen aus der probabilistischen Reservoirmodellierung.

Der Gehalt an leichten Bestandteilen (NGL), insbesondere Propan und Butan, in den Hejre-Flüssigkeiten erfordert deren Handhabung vor dem Export von Verkaufsgas und stabilem Öl. In den ersten 1 bis 5 Jahren des Produktionszeitraums ist es daher erforderlich, NGL zu fördern und in das Syd Arne-Reservoir einzuspeisen, soweit es nicht als Brennstoff in Syd Arne verwendet werden kann. Nach 1-5 Jahren wird NGL in die Produktion einbezogen. Das Einspeisen von NGL führt zu einem Ressourcenverlust von fast 2 % der technischen Reserven im P50-Gehäuse, da ca. Mio. Barrel Öläquivalente (boe) NGL nicht kommerziell genutzt werden.

INEOS hat erklärt, dass eine Einbeziehung von NGL in die Produktion von Anfang an zu niedrigeren und unwirtschaftlichen Produktionsraten¹⁶ vom Hejre-Feld führen würde, da in diesem Fall aus dem NGL-Problem heraus eingegriffen werden müsste. INEOS gibt weiter an, dass dies darauf zurückzuführen sei, dass die Hejre-Produktion reduziert werden müsste, um den relativen Anteil der NGLs am gesamten Produktionsstrom aus den Feldern Hejre, Syd Arne und Solsort zu „verdünnen“. INEOS schätzt, dass die Gewinnung und Injektion von NGL in den ersten Jahren die tägliche Produktion von Hejre um 25 % steigern wird.

Eine Reihe von Alternativen zur Vermeidung der NGL-Injektion in den ersten Jahren des Produktionszeitraums, einschließlich des Exports mit Gas („Rich Gas“) oder mit Öl („Live Oil“) über Pipelines, wurden von INEOS bewertet und haben sich im Vergleich zum gewählten Expansionssszenario als nicht rentabel erwiesen.

1.3.1. Energieeffizienz und Abfackeln

Auf der Hejre-Plattform gibt es weder Treibstoffverbrauch noch Abfackelung, da die gesamte Verarbeitung der Produktion aus dem Hejre-Feld sowie die Energieerzeugung für die Hejre-Plattform in den Anlagen von Syd Arne erfolgt.

¹⁶ Maximal Barrel/Tag



Der Rückgewinnungsmechanismus für das Hejre-Feld basiert auf einer natürlichen Entleerung durch Druckentlastung, sodass kein Einspeisen von Wasser erforderlich ist, was normalerweise sehr energieintensiv ist. Darüber hinaus wird erwartet, dass die Produktion aus dem Hejre-Feld die Kapazität des Kompressors übernimmt, der derzeit für den Gaslift und die Rezirkulation im Syd Arne-Feld verwendet wird. Insgesamt bedeutet dies, dass durch die Hejre-Produktion voraussichtlich kein Anstieg des Energieverbrauchs und damit der Emissionen aus der Energieerzeugung in den Syd-Arne-Werken im Verhältnis zum aktuellen Energieverbrauch in den Syd-Arne-Werken zu erwarten ist.

Die Anlagen in Syd Arne sind außerdem mit einem Fackelgas-Rückgewinnungssystem ausgestattet, das den Großteil des Gases, das in einer herkömmlichen Anlage in der Fackel verbrannt würde, sammelt und nutzt. Dies bedeutet, dass die Anlagen in Syd Arne im Allgemeinen einen niedrigen Abfackelgrad aufweisen und die Emissionen aus der Abfackelung weniger als 3 % der gesamten CO₂-Emissionen der Syd Arne-Werke betragen. Es ist nicht zu erwarten, dass Hejre die Abfackelung in den Syd-Arne-Anlagen während des normalen Betriebs beeinflussen/verstärken wird, und dass es nur kurzfristig zu einer verstärkten Abfackelung im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme von Bohrlöchern kommt, wenn diese in Betrieb genommen werden.

INEOS hat angegeben, dass der jährliche CO₂-Ausstoß von Syd Arne 180.000 Tonnen beträgt, vgl. auch der Umweltverträglichkeitsbericht für Syd Arne aus dem Jahr 2006.

1.4. Bohrlochstatus und-Aktivitäten

Im Zusammenhang mit der ursprünglichen Hejre-Entwicklung wurden fünf Bohrlöcher gebohrt. Davon sind drei (HA-1A, HA-2 und HA-4) produktionsbereit. Allerdings wurden die Bohrlöcher nicht perforiert, sondern vorübergehend mit zwei mechanischen Stopfen in jedem Bohrloch verschlossen. Die anderen beiden Bohrlöcher (HA-3A und HA-5) wurden vorübergehend bis einschließlich des 13 5/8-Zoll-Verrohrungsschuhs abgewickelt. HA-3A und HA-5 warten auf die endgültige Abwicklung oder den möglichen Bau neuer Bohrtrassen („Sidetracks“).

Die drei Produktionsbohrlöcher sollen mittels Coil Tubing perforiert und anschließend gereinigt werden, um Perforationsrückstände und Completion Fluid aus den Bohrlöchern zu entfernen, bevor sie der Produktion übergeben werden. Die Arbeiten werden mit einer Bohranlage durchgeführt.

Die Bohrlöcher werden mit einer Neigung von 70 Grad durch das Reservoir gebohrt und die Perforationen werden vertikal nach oben ausgerichtet, um stabile Perforationstunnel zu gewährleisten und so das Risiko einer Sandproduktion während der Lebensdauer des Feldes zu verringern.

Es bestehen Zweifel an der Integrität des vorhandenen Zementstopfens am 13 5/8-Zoll-Verrohrungsschuh in HA-5. Daher ist geplant, diesen mit einem neuen Stopfen über dem vorhandenen zu verstärken, um die Integrität der beiden Barrieren am Verrohrungsschuh zu gewährleisten.

1.5. Anlagen-, Prozess- und Kapazitätsverhältnisse

Hejre wird als unbemannte Bohrlochkopfplattform mit mehrphasigem Export zur Syd Arne WHPE entwickelt, das 26 km von Hejre entfernt liegt. Die Verarbeitung und der Export der Hejre-Produktion erfolgen über die bestehenden Anlagen in Syd Arne.



Auf dem existierenden Hejre-Jacket wird ein neues Plattformmodul (Topside) von ca. 2.000 Tonnen installiert. Das Modul umfasst einen Hubschrauberlandeplatz, einen Kran, einen Mannschaftsraum/Unterstand, ein Kühlsystem zur Kühlung des Bohrlochflusses, Mehrphasen-Durchflussmesser (einer pro Bohrloch), einen Chemikalienspeicher, einen Pig Launcher und verschiedene Unterstützungssysteme. Eine neue verstärkte und isolierte mehrphasige Exportsteigleitung wird über einen 38-Zoll-Rohrleiter installiert, der im vorhandenen Bohrlochschlitz 12 platziert wird.

Strom, Überwachung und Steuerung werden von Syd Arne über ein Versorgungskabel (Umbilical) bereitgestellt.

Eine neue isolierte 10-Zoll-Mehrphasen-Pipeline („Pipe-in-pipe“) wird zur Syd Arne WHPE verlegt, wo ein neuer Senkkasten mit Mehrphasen-Steigleitungen und J-Rohr für das Versorgungskabel installiert wird.

Die Anlagen in Syd Arne werden darauf vorbereitet, die Hejre-Produktion zusammen mit der Produktion aus den Feldern Syd Arne bzw. Solsort aufzunehmen und zu verarbeiten. Bei der Syd Arne WHPE wird ein Hejre-Modul mit einer 10-Zoll-Durchflussleitung, einem Notabschaltventil (ESDV), einem Pig Receiver, einem Schlackenkontrollventil, einem Schlackenfänger, Geräten zum Messen von Gasen und Flüssigkeiten, einer Übergangspumpe und drei neuen Injektionspumpen hinzugefügt. Der Expansionsplan sieht auch weitere kleinere Änderungen an den Anlagen in Syd Arne vor.

Hejre-Prozess: Die Hejre-Anlage ist für einen maximalen Bohrlochkopfdruck von 753 barg ausgelegt und es sind Systeme installiert, um die Pipeline vor dem hohen Druck zu schützen.

Die Flüssigkeiten aus jedem Brunnen werden durch einen Mehrphasen-Durchflussmesser geleitet, danach wird der Druck auf ca. 115 barg reduziert. Der gesamte Produktionsstrom wird dann auf 110 °C abgekühlt, bevor er über die Pipeline zur weiteren Verarbeitung nach Syd Arne exportiert wird.

Neue Mehrphasen-Pipeline von Hejre zur Syd Arne WHPE: Es gibt eine Mindestanforderung an die Ankunftstemperatur in Syd Arne (60 °C), was eine Isolierung der Mehrphasen-Pipeline erforderlich macht. Die bestehende, nicht isolierte „Single Pipe“-Pipeline nach Gorm E kann daher nicht verwendet werden. Die gewählte „Pipe-in-Pipe“-Lösung wurde im Hinblick auf eine Optimierung der Tail-End-Produktion und damit der Ausnutzung der Reserven gewählt, da die Ankunftstemperatur erst im Jahr 2046 unter den Grenzwert sinken wird. Die neue Pipeline und das neue Versorgungskabel werden parallel zur bestehenden Öipeline nach Gorm E verlaufen und in separaten Trassen verlegt.

Syd-Arne-Prozess: Der Mehrphasenstrom aus Hejre soll auf der Syd Arne Main-Plattform unter Nutzung der vorhandenen Prozessanlagen und -kapazitäten verarbeitet werden. Vom Hejre-Schlackenfänger auf der Syd Arne WHPE wird das Gas gemessen und über eine 6-Zoll-Pipeline in die Prozessanlagen der Syd Arne Main-Plattform geleitet. Die Flüssigkeiten aus dem Hejre-Schlackenfänger werden gemessen und über eine 6-Zoll-Rohrleitung in die Prozessanlagen der Syd Arne Main-Plattform am ersten Abscheider geleitet.



Ölexport: Das Öl aus Hejre wird stabilisiert und zusammen mit dem Öl aus den Feldern Solsort und Syd Arne über das bestehende Tank- und Bojenfrachtsystem (das SAL¹⁷-System) von Syd Arne zu Tankschiffen exportiert.

Gasexport: Das Hejre-Gas wird mit dem Gas von Syd Arne und Solsort gemischt und anschließend über die vorhandene 24-Zoll-Gaspipeline zum Gasterminal in Nybro exportiert.

NGL: NGL werden in den ersten Jahren von der Produktion getrennt, bis die Produktionsrate unter [REDACTED] Barrel/Tag sinkt und NGL in die Produktion einbezogen werden können. Bis dahin wird ein Teil des NGL als Brennstoff in den Syd-Arne-Anlagen verwendet, während der Rest voraussichtlich in ein Syd-Arne-Bohrloch eingespeist wird.

Kapazität: Die Produktionsraten werden durch die Kapazitätsbedingungen auf der Syd-Arne-Main-Plattform begrenzt und in der Zugangsvereinbarung für Dritte vereinbart. Siehe Abschnitt

1.5.1. „Zugangsvereinbarung für Dritte“

Bezüglich der Kapazität für zukünftige Projekte hat INEOS erklärt, dass auf der Hejre-Plattform Folgendes geplant ist:

- Anbindungspunkte („Tie-in“-Punkte) für ein weiteres Bohrloch, das von der Hejre-Plattform aus gebohrt wird.
- Platzreservierung für die Anbindung eines zusätzlichen Bohrlochs an den Produktionsverteiler.
- 20 % Überkapazität an elektrischen Anlagen und Brandmeldern.

Bei der Syd Arne WHPE wird eine zusätzliche Steigleitung in den neuen Senkkasten eingebaut. Darüber hinaus sind sowohl die Hejre-Mehrphasen-Pipeline als auch der Schlackenfänger bei der Syd Arne WHPE mit Überkapazität ausgelegt.

1.5.1. Zugangsvereinbarung für Dritte

Am 28. Dezember 2023 erhielt INEOS vom Syd-Arne-Lizenznehmer ein „Final Term Sheet“ mit den Bedingungen für Hejres Drittzugang zu den Syd-Arne-Einrichtungen.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] Die endgültigen Vereinbarungen werden voraussichtlich vor Beginn der Produktion getroffen und unterliegen der Genehmigung der dänischen Energiebehörde, vgl. § 16, Abs. 3 des UL.

Die Verarbeitungskapazität für das Hejre-Projekt wird anhand mehrerer Parameter in den Vereinbarungen bestimmt, da die Anlagen in Syd Arne die Produktion aus dem Syd Arne-Feld gleichzeitig mit der Produktion aus den Feldern Solsort und Hejre verarbeiten müssen. Basierend auf dem endgültigen Angebot gelten für Hejre folgende allgemeine Einschränkungen:

- Maximale Ölrate von [REDACTED] Barrel/Tag.

¹⁷ Single Anchor Loading



- Maximale Gasrate von [REDACTED] Mio. scf/Tag.
- Einspeisen von NGL bis zu [REDACTED] Tonnen/Tag in einem Bohrloch auf dem Syd-Arne-Feld.
- Verarbeitung von produziertem Wasser bis zu [REDACTED] Barrel/Tag.

1.5.2. Stilllegung der Anlage

Gemäß § 32 a des UL ist dem Antrag auf Genehmigung des Entwicklungsplans ein Stilllegungsplan für alle im Plan erfassten Anlagen und Anlagen etc. einschließlich aller bereits genehmigten Anlagen und Installationen beizufügen. Die Genehmigung des Stilllegungsplans durch die dänische Energiebehörde erfolgt in einem gesonderten Beschluss, weshalb in diesem Beschluss nicht weiter auf den Inhalt des Stilllegungsplans eingegangen wird.

1.6. Kosten und Organisation

INEOS macht in dem vorgelegten Entwicklungsplan Angaben zu den Annahmen bezüglich des Hejre-Projekts und dem erwarteten wirtschaftlichen Ergebnis.

Die gesamten Investitionskosten (CAPEX) belaufen sich auf ca. [REDACTED] Mia. DKK¹⁸, die hauptsächlich mit der Errichtung von Hejre-Topsides und neuen Pipelines verbunden sind.

Die Betriebskosten (Direct OPEX) für die Hejre-Anlagen werden pro [REDACTED] Mio. veranschlagt, davon werden die internen Personalkosten auf [REDACTED] Mio. DKK [REDACTED] geschätzt, entsprechend ca. Vollzeit-Angestellte. Die Betriebskosten für die Nutzung der Host-Anlagen im Syd [REDACTED]

Die mit Rückbau und Stilllegung verbundenen Kosten (ABEX) werden auf [REDACTED] Mio. DKK

Die wirtschaftliche Einschätzung geht von einem Ölpreis von [REDACTED] USD/bbl zum [REDACTED] Wechselkurs DKK/USD aus. Der Gaspreis wurde von INEOS auf [REDACTED] p/th festgesetzt, entsprechend [REDACTED] DKK/Sm³¹⁹. Ausgegangen wird von einem Diskontsatz von [REDACTED] % und einer Inflation von [REDACTED] %. Im mittleren Szenario (P50) wird davon ausgegangen, dass die Produktion bis 2045 läuft, auch wenn die Genehmigung erst 2047 ausläuft.

Unter diesen Annahmen wird von einem positiven Kapitalwert (NPV₂₃) im mittleren Szenario P50 von ausgegangen [REDACTED]

Nach Einschätzung von INEOS ist das Hejre-Projekt daher profitabel und robust.

¹⁸ Bei Verwendung eines angenommenen Wechselkurses von [REDACTED] DKK/USD wie in Tabelle 15-1 und Tabelle 15-3 des Antrags angegeben.

¹⁹ Umgerechneter Wert und Einheit angegeben von INEOS in der E-Mail vom 18. April 2023.



Für die Entwicklung des Hejre-Feldes wurde eine eigene Projektorganisation eingerichtet, die laufend an die geplanten Projektphasen angepasst wird. Bei Produktionsbeginn wird die tägliche Betriebsverantwortung für das Hejre-Feld auf die Betriebsorganisation des Syd Arne-Feldes übertragen. Der Zeitplan für das Projekt sieht den Beginn der Produktion („first oil“) im zweiten Halbjahr 2027 vor.

1.7. Steuerliche Messung und Aufteilung

Es ist geplant, Aufteilungszähler im Schlackenfänger von Hejre zu installieren, um Hejre-Öl und -Gas sowie produziertes Wasser vor dem Mischen im Syd Arne-Prozess zu messen. Diese Mengen werden dann von der Gesamtproduktion von Syd Arne abgezogen. Die steuerliche Messung der gesamten Öl- und Gasproduktion aus den Feldern Syd Arne, Solsort und Hejre erfolgt mithilfe des bestehenden Systems in Syd Arne. Zur Messung der eingespeisten NGL wird an der gebrauchten Injektionsbohrung ein neuer Durchflussmesser installiert.

Der spätere Antrag von INEOS gemäß § 24 der Genehmigung Nr. 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen auf Genehmigung des Steuermesssystems für die Hejre-Produktion wird in einem separaten Beschluss behandelt.

1.8. Umliegende Prospektivität

Im Entwicklungsplan von 2011 wurde mögliches Potenzial sowohl in jurassischen als auch präjurassischen Einheiten (Unterperm Rotliegend) identifiziert. Die Hejre-Entwicklungsbohrlöcher untersuchten den Zeitraum vor dem Jura, fanden jedoch keine Kohlenwasserstoffe. Rotliegend gilt daher nicht mehr als Ziel für die Exploration. Die verbleibenden Prospektionsgebiete im Hejre-Gebiet unterliegen alle HPHT-Bedingungen. Neue Bohrdaten im Zusammenhang mit der Bohrung der Hejre-Bohrlöcher und der wiederaufbereiteten seismischen Daten haben zu neuen Erkenntnissen und einer Einschätzung der umgebenden Prospektivität geführt.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

In der 30-jährigen Verlängerung vom 15. Oktober 2010 wurde eine vorübergehende Abgrenzung von Teilen des Gebiets der Hejre-Genehmigungen (5/98 und 1/06) im Hinblick auf eine weitere Reifung auf Grundlage der Ergebnisse der ersten Phase der damaligen Hejre-Erweiterung vorgenommen. Die Bedingungen für diese vorübergehende Abgrenzung wurden zwischenzeitlich in den Jahren 2011, 2018 und 2020 angepasst. Im aktuellen Wortlaut der Bedingungen ist ein konkreter und verbindlicher Plan zur Reifung zusätzlicher Produktion aus der Gesamtfläche des Hejre-Feldes sowie eine Vereinbarung über die Rückgabe nicht genutzter Flächen vorzulegen.

[REDACTED]



1.9. Umweltaspekte

1.9.1. Das überarbeitete Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld

INEOS hat einen Umweltverträglichkeitsbericht für die Entwicklung des Hejre-Feldes im zentralen Teil der dänischen Nordsee ca. 300 km von der dänischen Westküste entfernt erstellt. Siehe auch Abschnitt 1.1-1.5 für eine detailliertere Beschreibung des Projekts.

Das überarbeitete Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld wird in den verschiedenen Phasen des Projekts die folgenden Aktivitäten umfassen:

1. Die Bauphase:
 - Bau und Installation einer unbemannten Topside und eines neuen Steigrohrs („riser“) auf Hejre, einschließlich geringfügiger Änderungen am bestehenden Hejre-Jacket, um temporäre Elemente aus der ursprünglichen Installation im Jahr 2014 zu entfernen, sowie eine Verbindung zwischen dem Hejre-Vorbohrmodul („pre-drilling wellhead module“) und der neuen Topside.
 - Perforation und Reinigung von drei bestehenden Hejre HPHT-Bohrlöchern (HA-1A, HA-2 und HA-4). Eines der Bohrlöcher, das nicht für die Produktion genutzt wird (HA-5), wird repariert.
 - Etablierung einer ca. 30 km langen 10-Zoll- oder 12-Zoll-Mehrphasen-Pipeline und einem Versorgungskabel zwischen Hejre und der Syd Arne WHPE. Vor der Installation wird eine Voruntersuchung entlang der Pipelinetrasse durchgeführt.
 - Kleinere Änderungen an der Syd Arne WHPE in Form der Installation neuer Ausrüstung wie Pumpen und Senkkasten mit Steigleitung, um die Plattform für die Aufnahme von Bohrflüssigkeiten aus Hejre vorzubereiten.
 - Kleinere Änderungen an der Syd Arne Main in Form der Entfernung veralteter Prozessausrüstung und der Installation neuer Ausrüstung, wie z.B. Pumpen.
2. Die Betriebsphase:
 - Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus dem Hejre-Feld und Behandlung von Bohrflüssigkeiten in den Anlagen in Syd Arne sowie Betrieb und Wartung der Mehrphasenpipeline und des Versorgungskabels, der Hejre-Plattform und der Bohrlöcher über 20 Jahre.
3. Die Abwicklungsphase:
 - Abwicklung und Aufgabe („Plug and Abandonment“) der Hejre-Bohrlöcher sowie Entfernung von Hejre-Plattform und -Jacket, Entleerung der WHPE-Pipeline Hejre–Syd Arne und Vorbereitung für die In-situ-Entsorgung unter dem Meeresboden, sofern dies von den Behörden genehmigt wird.



Der Umweltverträglichkeitsbericht erläutert unter anderem: die Umweltauswirkungen aus der Entwicklung, dem Betrieb und der Stilllegung des überarbeiteten Entwicklungsprojekts für das Hejre-Feld. Im Bericht werden die erwarteten erheblichen Auswirkungen des Projekts auf die Umwelt in Auswirkungen während der Bauphase, der Betriebsphase bzw. der Stilllegungsphase unterteilt. Die möglichen Auswirkungen werden einzeln und kumulativ gemäß § 20 und Anhang 7 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung und den 11 Deskriptoren zur Beschreibung des guten Umweltzustands in Anhang 2 des Meeresstrategiegesetzes (*havstrategiloven*, im Folgenden „HL“)²⁰ beschrieben.

Der Umweltverträglichkeitsbericht beschreibt außerdem die Auswirkungen unbeabsichtigter Leckagen im Zusammenhang mit Blowouts und Rohrbrüchen sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase.

Die Bauphase

Aus dem Umweltverträglichkeitsbericht geht hervor, dass u.a. folgende Umweltauswirkungen während der Bauphase auftreten können: Sedimentausbreitung im Zusammenhang mit der Installation von Pipelines und Versorgungskabeln, Einleitungen ins Meer bei Tests der Pipeline, Fertigstellung von Brunnen, Unterwasserlärm bei der Pipeline-Verlegung, Pipeline-Voruntersuchungen, Lärm von Schiffen und Maschinen, Emissionen in die Luft, Auswirkungen durch künstliches Licht von der Bohrinselfundament und den Schiffen, Abfälle von der Bohrinselfundament und etwaige Auswirkungen durch die Unterkonstruktion der Bohrinselfundament, das Hejre-Fundament und den Fußabdruck der Pipeline auf dem Meeresboden.

Die Installation der Pipeline und des Versorgungskabels wird voraussichtlich im 2. Quartal 2026 beginnen, während die Arbeiten an den Bohrlöchern, dem Pipeline-Anschluss und der Installation der Toppide voraussichtlich im 2. und 3. Quartal 2027 vor der erwarteten Inbetriebnahme im 4. Quartal 2027 erfolgen werden.

Was die Einleitungen ins Meer betrifft, geht aus dem Umweltverträglichkeitsbericht hervor, dass während der Bauphase insgesamt ca. 6,1 Tonnen Chemikalien, die von der norwegischen Umweltbehörde als umweltfreundliche Chemikalien eingestuft werden, und ca. 65,3 Tonnen Chemikalien, die als gelbe Chemikalien eingestuft sind²¹, ins Meer eingeleitet werden. Während der Bauphase werden keine als rote Chemikalien eingestuft Chemikalien ausgeleitet. Erdölbasierte Bohrspäne und Bohrschlamm werden zur weiteren Verarbeitung und Entsorgung an Land transportiert. Es scheint, dass INEOS die Auswirkungen von Einleitungen für alle relevanten Chemikalien modelliert hat und dass Schätzungen von Risikoindikatoren für negative Umweltauswirkungen (PNEC und das PEC/PNEC-Verhältnis) gemäß den OSPAR-Richtlinien berechnet wurden. In der Bauphase werden die einleitungsbedingten Umweltauswirkungen durch folgende Tätigkeiten verursacht: Perforation, Reinigung und Reparatur bestehender Bohrlöcher sowie Prüfung von Rohrleitungen.

Die Bohrlöcher HA-1A, HA-2 und HA-4 werden perforiert und gereinigt, während das stillgelegte Bohrloch HA-5 repariert wird. Die mit dieser Arbeit verbundenen Einleitungen ins Meer werden in Tabelle 8-2 des Umweltverträglichkeitsberichts als Gebrauchskemikalien beschrieben, einschließlich Rig-Reiniger, Jacking-

²⁰ Meeresstrategiegesetz (*havstrategiloven*), vgl. Verordnung Nr. 123 vom 1. Februar 2024.

²¹ Die angegebenen Mengen ergeben sich aus der Addition von Tabelle 5.8 und Tabelle 5.20 des Umweltverträglichkeitsberichts.



Schmierfett, Hydrauliköl und BOP-Kontrollflüssigkeit. INEOS schätzt auf der Grundlage von Modellszenarios, dass Umweltauswirkungen, definiert durch ein PEC/PNEC-Verhältnis über 1, innerhalb einer maximalen Entfernung von 1500 Metern vom Einleitungspunkt auftreten werden. Die Dauer der Einleitungen ins Meer beträgt zwischen 1 Stunde (Reinigung des Rigs) und 6 Stunden (BOP-Kontrollflüssigkeit) und bis zu 10 Tage für Jacking-Schmierfett und Hydrauliköl. INEOS geht in Abschnitt 8.2.1 davon aus, dass die Umweltrisiken im Zusammenhang mit den Arbeiten an den bestehenden Bohrlöchern unbedeutender Natur sind, da das Ausmaß der Auswirkungen lokal, kurzfristig und mit geringer Ausbreitung ist.

Wenn die 30 km lange Pipeline und das Versorgungskabel zwischen Hejre und der Syd Arne WHPE in Trassen verlegt und im Meeresboden vergraben werden, kommt es durch das Auftreiben von Sedimenten zu Auswirkungen auf den Meeresboden und die Wassersäule. Die Pipeline und das Versorgungskabel werden in parallelen Trassen mit einem Abstand von 50 Metern zueinander eingegraben. INEOS beschreibt, dass die Trassen entweder durch Pflügen oder Spülen („Water jetting“) ausgehoben werden. INEOS beschreibt weiter, dass das Spülen zu den höchsten Mengen an Schwebeteilchen führt und dass dadurch ein größerer Bereich betroffen sein wird. Es wird beschrieben, dass das Sediment Schadstoffe enthalten kann, die bei der Ausbreitung mobilisiert werden können. Unter Bezugnahme auf eine Basisstudie des Hejre-Feldes aus dem Jahr 2013 und des Syd-Arne-Feldes aus dem Jahr 2021 geht INEOS nicht davon aus, dass durch die mögliche Mobilisierung von Schadstoffen Auswirkungen zu erwarten sind. INEOS erklärt mit Verweisen auf Fachliteratur, dass die Konzentration des resuspendierten Sediments voraussichtlich in der Größenordnung von durchschnittlich 2–5 mg/l in einer Entfernung von 1-200 Metern von der Aktivität liegen und dass sich das suspendierte Sediment in einem Abstand von 1-2 Metern über dem Meeresboden befinden wird.

INEOS beschreibt, dass während des Pflügens oder Spülens direkt unter der Pipeline die meisten Arten der benthischen Fauna beschädigt oder getötet werden. Schätzungen von INEOS zufolge werden diese Auswirkungen in einem begrenzten Bereich von 2 bis 3 Metern Breite auftreten, der der Länge der Pipeline und des Versorgungskabels entspricht. Darüber hinaus wird beschrieben, dass Sedimente, die sich weiter ausbreiten, lokal auf Organismen einwirken können, und dass die betroffenen Gebiete nach der Verfüllung der Pipeline erneut durch die benthische Fauna besiedelt werden.

Basierend auf dem Modellszenario geht INEOS, wie in Tabelle 8-10 beschrieben, davon aus, dass die Umweltauswirkungen, die durch die Ausbreitung von Sedimenten während der Verlegung der Pipeline und des Versorgungskabels verursacht werden, ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen. INEOS erklärt diese Einschätzung damit, dass das Ausmaß der Auswirkungen lokal und von kurzfristiger Dauer mit geringem Ausmaß sein wird.

INEOS beschreibt in Abschnitt 5.4.4, dass die Pipeline nach dem Ausheben durch Steinauflagen und Betonmatratzen geschützt wird.

Wenn die Pipeline bei Hejre bzw. der Syd Arne WHPE errichtet und an das System angeschlossen wird, muss sie einem Drucktest unterzogen werden, um sicherzustellen, dass keine Lecks vorhanden sind. Der Drucktest wird mit Meerwasser durchgeführt, dem eine Kombination aus Korrosionsinhibitor, Biozid und Sauerstoffreiniger sowie eine fluoreszierende Tracer-Chemikalie zugesetzt wird.



INEOS beschreibt, dass nach Abschluss des Pipeline-Tests das Drucktestwasser und die hinzugefügten Chemikalien über die Syd Arne WHPE aus der Pipeline abgeleitet werden, und dass die Einleitung ins Meer über einen Zeitraum von ca. 24 Stunden erfolgen wird. Aufgrund der kurzen Dauer der Einleitungen geht INEOS davon aus, dass die toxischen Auswirkungen auf Eier oder Larven von Fischen, die in der Gegend laichen können, und auf andere Planktonorganismen lokal, marginal und ohne messbare Auswirkungen auf die Bestände sein werden. INEOS geht in Tabelle 8-10 außerdem davon aus, dass die Auswirkungen der Einleitung von Chemikalien ins Meer für den Pipeline-Test ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen. Dieser Beurteilung liegt die Tatsache zugrunde, dass die Auswirkungen lokal begrenzt, von kurzer Dauer und geringer Größenordnung sind.

Was den Unterwasserlärm betrifft, beschreibt INEOS im Umweltverträglichkeitsbericht, dass es während der Bauphase verschiedene Quellen für Unterwasserlärm geben wird. INEOS beschreibt, dass die Durchführung einer geophysikalischen Voruntersuchung geplant ist, um die geplante Pipeline-Route zu untersuchen. INEOS geht davon aus, dass die Voruntersuchung entlang zweier Linien entlang der geplanten Pipeline-Verlegungsrouten mit einer Länge von jeweils etwa 25-30 km durchgeführt wird. INEOS beschreibt, dass für die Voruntersuchung eine Kombination verschiedener akustischer Geräte verwendet wird, darunter Sub-Bottom-Profiler, Unterwasserpositionierungssysteme, Multibeam-Echolot und Side-Scan-Sonar. Im Umweltverträglichkeitsbericht wird festgestellt, dass es sich bei der Ausrüstung, bei der im Hinblick auf die Bewertung der potenziellen Auswirkungen auf Meeressäugetiere voraussichtlich der relevanteste Lärm erzeugt wird, um den Sub-Bottom-Profiler handelt. INEOS hat berechnet, dass der Sub-Bottom-Profiler dazu führt, dass Schweinswale in einer Entfernung von 120 Metern von der Schallquelle PTS, in einer Entfernung von 205 Metern TTS und in einer Entfernung von 3400 Metern von der Schallquelle Verhaltensänderungen aufweisen werden. INEOS beschreibt weiter, dass die Voruntersuchung gemäß den „Standardbedingungen für Vorstudien für das Meer 2018“ (*Standardvilkår for forundersøgelser til Havs 2018*) der dänischen Energiebehörde durchgeführt wird und somit das Soft-Start-Verfahren, die passive akustische Überwachung (PAM) und die Beobachtung von Meeressäugetieren (MMO) verwendet werden. INEOS schätzt, dass diese Maßnahmen das Risiko von Auswirkungen auf Meeressäugetiere erheblich verringern werden. Auf der Grundlage des oben Beschriebenen geht INEOS davon aus, dass die Gesamtauswirkungen des Unterwasserlärms auf Meeressäugetiere unbedeutend sein werden. Die Bewertung basiert auf der Tatsache, dass der erzeugte Lärm kurzlebig, temporär und lokal ist und dass im Zusammenhang mit der Durchführung der Voruntersuchung das Soft-Start-Verfahren und Geräte zur passiven akustischen Überwachung von Meeressäugetieren sowie ein Meeressäugetierbeobachter eingesetzt werden. Was die Lärmauswirkungen auf Fische betrifft, geht INEOS davon aus, dass eine potenzielle Auswirkung in unmittelbarer Nähe der Projektaktivitäten zu erwarten ist, aber da die Lärmaktivitäten lokal und temporär sind, werden die Auswirkungen auf Fische durch Unterwasserlärm gering sein.

Darüber hinaus beschreibt INEOS, dass es von der Bohrinsel und den Bohrungen sowie von den Hilfsschiffen zu Unterwasserlärm kommen wird, der nicht impulsiv ist. In Tabelle 8-21 des Umweltverträglichkeitsberichts kommt INEOS zu dem Schluss, dass die Umweltauswirkungen dadurch unbedeutender Natur sein werden.

Was die Voruntersuchung der geplanten Pipeline-Route betrifft, hat INEOS im Zusammenhang mit der Parteienanhörung erklärt, dass die geophysikalische Voruntersuchung, wie im Umweltverträglichkeitsbericht beschrieben, geändert wird, sodass 1) der Zeitpunkt der Durchführung auf April – Mai 2024 und die Dauer auf



zwei Wochen geändert wird; 2) die geophysikalische Untersuchung in Form von 7 Linien entlang zweier möglicher Pipeline-Routen mit einem ROV (remotely operated vehicle) durchgeführt wird, das mit einem Multibeam-Echolot, Side-Scan-Sonar und Sub-Bottom-Profilier ausgestattet ist, danach wird eine separate Linie entlang der beiden möglichen Pipeline-Routen mit einem Magnetometer durchgeführt; und 3) drei Vibrocores und drei Cone Penetration Tests (CPT) alle 2 km entlang der zwei möglichen Pipeline-Routen durchgeführt werden. Siehe auch Abschnitt 1.10.3.

Was die Luftemissionen betrifft, schätzt INEOS in Tabelle 8-15 des Umweltverträglichkeitsberichts, dass während der Bauphase insgesamt ca. 34.280 Tonnen CO₂, 378 Tonnen NO_x, 27 Tonnen SO_x, 3 Tonnen CH₄ und 18 Tonnen nmVOC in die Luft ausgeleitet werden. Insgesamt werden während der Bauphase 34.370 Tonnen CO₂-Äquivalente in die Luft ausgeleitet. Die Zahlen beinhalten u.a. den Treibstoffverbrauch für die Bohrinselform und die Versorgungsschiffe sowie Reinigungsarbeiten an den Bohrlöchern und berücksichtigen, dass der Gasanteil in den ursprünglich geförderten Bohrlöcherflüssigkeiten auf der Bohrinselform verbrannt wird, bis akzeptable Produktionswerte erreicht sind (12–24 Stunden pro Bohrloch). Auf dieser Grundlage geht INEOS davon aus, dass die Luftemissionen zwar zur globalen Erwärmung beitragen werden, die Emissionen jedoch gering oder unbedeutend sind. INEOS geht außerdem davon aus, dass die Emission von SO_x und NO_x keine gesundheitlichen Auswirkungen auf das Leben an Land hat und daher ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellt.

Die Betriebsphase

Für die Betriebsphase hebt der Umweltverträglichkeitsbericht die Auswirkungen geplanter Einleitungen von produziertem Wasser und Produktionschemikalien, Emissionen in die Luft sowie Auswirkungen der physischen Präsenz von Topside und Pipelines hervor.

INEOS beschreibt, dass es während der Betriebsphase zu keinerlei Ableitungen von produziertem Wasser aus der Hejre-Plattform kommen wird. Stattdessen wird das produzierte Wasser zu den Syd Arne-Anlagen geleitet, wo es von Öl und Gas getrennt und gereinigt wird, bevor es in das Syd Arne-Feld eingespeist oder ins Meer eingeleitet wird, falls die Menge des von den Feldern Syd Arne, Solsort und Hejre produzierten Wassers die Verarbeitungskapazität der Syd Arne-Anlagen übersteigt. Ca. 80 % des produzierten Wassers werden während des normalen Betriebs durch die Anlagen in Syd Arne eingespeist. INEOS beschreibt weiter, dass davon ausgegangen wird, dass die in den Syd-Arne-Anlagen erzeugte Wassermenge, die ins Meer eingeleitet werden soll, sich im Rahmen der bereits angekündigten Genehmigungen für das Syd-Arne-Feld befindet. Es geht zudem aus dem Bericht hervor, dass alle wasserlöslichen Produktionschemikalien zusammen mit dem produzierten Wasser aus den Syd-Arne-Anlagen abgeleitet werden, sofern sie nicht ins Syd-Arne-Feld eingespeist werden. Die anderen Produktionschemikalien werden zusammen mit dem Exportöl an Land exportiert. Tabelle 5-24 im Umweltverträglichkeitsbericht zeigt, dass die Gesamtemissionen von Produktionschemikalien aus den Syd Arne-Anlagen pro Jahr nach der Anbindung des Hejre-Feldes 300 Tonnen grüne Chemikalien, 72,4 Tonnen gelbe Chemikalien und 116,1 Tonnen rote Chemikalien betragen werden²². Unter den roten Chemikalien sollen jährlich 6,1 Tonnen Wachsinhibitoren aus den Anlagen in Syd Arne entsorgt werden. Gemäß Tabelle 9-3 hat der Wachsinhibitor nach einem

²² Die angegebenen Mengen spiegeln die jährliche Einleitung von Chemikalien auf der Plattform Syd Arne Main nach Anschluss der Anlage Hejre einschließlich des Lunde-Bohrlochs wider.



Modellszenario, bei dem von einer Einleitung von produziertem Wasser in einer Menge von 2.781 m³ pro Tag ausgegangen wird, bis zu einer Entfernung von 5 km von der Einleitungsstelle eine schädliche Wirkung. INEOS erklärt weiter, dass während der Betriebsphase des Projekts im Zusammenhang mit der Reinigung der Anlagen Anlagenchemikalien sowie Bohr- und Betriebschemikalien im Zusammenhang mit einer Reihe von Wartungsaktivitäten freigesetzt werden. Dem überarbeiteten Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld zufolge werden jährlich 3 Tonnen Anlagenchemikalien und aus den Syd Arne-Einrichtungen 8 Tonnen abgeleitet. Aus Tabelle 5-27 des Umweltverträglichkeitsberichts geht hervor, dass durch die Verwendung und Einleitung von Bohr- und Betriebschemikalien von der Hejre-Anlage ca. 227,8 Tonnen grüne Chemikalien pro Jahr und ca. 33,8 Tonnen gelbe Chemikalien über die Anlagen in Syd Arne freigesetzt werden²³. INEOS beschreibt, dass die Freisetzung von Chemikalien pelagische Fischarten, Fischlarven, Zooplankton und Phytoplankton im betroffenen Gebiet beeinträchtigen wird. Auf der Grundlage der Modellszenarios geht INEOS davon aus, dass die betrieblichen Emissionen aus dem überarbeiteten Erweiterungsprojekt für das Hejre-Feld Auswirkungen auf lokaler Ebene haben werden, von kurzer Dauer sind und ein geringes Ausmaß haben werden. Vor diesem Hintergrund geht INEOS davon aus, dass die Auswirkungen von Einleitungen auf pelagische Organismen ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen.

Während der Betriebsphase des Projekts entstehen Luftemissionen im Zusammenhang mit der Stromerzeugung, dem Transport von Personal und Material sowie dem Abfackeln von Gas. INEOS beschreibt, dass der Strombedarf in Hejre minimal sein wird, da die Hejre-Plattform unbemannet ist. Der Strom für die Hejre-Plattform wird von der Syd Arne Main-Plattform über die vorhandenen gasbetriebenen Turbinengeneratoren geliefert, die Diesel als Treibstoff verwenden, wenn kein Gas verfügbar ist. Der Treibstoffverbrauch aus Transportaktivitäten per Schiff und Hubschrauber hängt mit der Durchführung von Wartungsbesuchen in der Anlage zusammen, die sowohl geplante als auch notwendige Wartungsarbeiten umfassen. Das Gas wird nicht in Hejre abgefackelt, sondern auf der Plattform Syd Arne Main, wo die Aufbereitung der Bohrflüssigkeiten erfolgt. INEOS geht davon aus, dass das allgemeine Ausmaß des Abfackelns auf der Plattform Syd Arne Main unverändert bleiben wird, allerdings mit teilweise höheren Abfackelungsraten bei Bohrlochschließungen in Hejre als bei Bohrlochschließungen im Syd Arne-Feld. Aus Sicherheitsgründen ist unter anderem im Zusammenhang mit der routinemäßigen Wartung von Geräten auch eine Sicherheitsbelüftung einer sehr begrenzten Gasmenge erforderlich. INEOS geht davon aus, dass das Emissionsniveau der Syd-Arne-Anlagen nach dem Anschluss von Hejre ungefähr gleich bleiben wird und gibt an, dass die Emissionen auf jeden Fall unter den in der Syd-Arne-UVP von 2006 festgelegten Grenzwerten bleiben werden, die sich auf etwa 300.000 Tonnen CO₂/Jahr und 1.000 Tonnen NO_x/Jahr belaufen. Vor diesem Hintergrund geht INEOS in Tabelle 9-6 des Umweltverträglichkeitsberichts davon aus, dass die mit der Emission von NO_x und SO_x verbundenen Auswirkungen in der Betriebsphase ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen und dass die mit der Emission von CO₂-Äquivalenten verbundenen Auswirkungen ebenfalls ein geringes Umweltrisiko darstellen.

²³ Die angegebenen Mengen spiegeln die jährliche Einleitung von Bohr- und Betriebschemikalien auf der Plattform Syd Arne Main nach Anschluss der Anlage Hejre einschließlich des Lunde-Bohrlochs wider.



Die Stilllegungsphase

Zu den Umweltauswirkungen während der Stilllegungsphase gehören unter anderem: Unterwasserlärm durch das Schneiden von Stahlkonstruktionen, Einleitungen ins Meer beim Stilllegen der Bohrlöcher und Emissionen in die Luft durch Schiffe.

INEOS beschreibt, dass die Stilllegung von Anlagen in Übereinstimmung mit den zum Zeitpunkt der Stilllegung geltenden dänischen Rechtsvorschriften und internationalen Vereinbarungen durchgeführt wird und dass im Zusammenhang mit der Schließung der Bohrlöcher Chemikalien ins Meer eingeleitet werden. Tabelle 5-28 im Umweltverträglichkeitsbericht stellt eine Übersicht über die Menge an Chemikalien, die im Zusammenhang mit der Schließung der Bohrlöcher im Hejre-Feld freigesetzt werden, dar. INEOS schätzt, dass im Zusammenhang mit einer Schließung der Bohrlöcher ca. 1.329 Tonnen grüne Chemikalien, 147 Tonnen gelbe Chemikalien und 35 Tonnen rote Chemikalien freigesetzt werden²⁴. Darüber hinaus erwartet INEOS, dass ca. 31,53 Tonnen gelbe Chemikalien, unter anderem im Zusammenhang mit Reinigungs- und Wascharbeiten der Anlagen und Geräte freigesetzt werden. In Abschnitt 10.2 des Umweltverträglichkeitsberichts beschreibt INEOS die Auswirkungen im Zusammenhang mit Ableitungen während der Stilllegungsphase des Projekts. Es wird beschrieben, dass unter anderem Reinigungschemikalien, Zementchemikalien und Slop-Chemikalien, darunter Rohrdichtfette und Jacking-Schmierfette, freigesetzt werden. In Tabelle 10-1 zeigt INEOS die Chemikalien an, bei denen das PEC/PNEC-Verhältnis basierend auf einem ersten Modellszenario den Wert 1 überschreitet, einschließlich der Entfernung, in welcher eine Überschreitung erwartet wird. Es ist ersichtlich, dass das PEC/PNEC-Verhältnis von mit dem Reinigen verbundenen Chemikalien in Entfernungen von bis zu 5 km von der Einleitungsstelle den Wert 1 übersteigt. INEOS beschreibt, dass die Einleitung von Chemikalien potenzielle Auswirkungen auf pelagische Arten im betroffenen Gebiet, bestehend aus Fischen, Fischlarven, Zooplankton und Phytoplankton, haben wird. INEOS beschreibt weiter, dass die Dauer der Auswirkungen nur von kurzer Dauer und das Ausmaß der Auswirkungen marginal sei, weshalb man insgesamt zu der Einschätzung gelangt, dass die Auswirkungen der Einleitungen auf pelagische Organismen unbedeutend seien.

Emissionen in die Luft aus Stilllegungsarbeiten stammen aus der Energieerzeugung auf der Bohrinsel und dem Treibstoffverbrauch verschiedener Schiffe und Hubschrauber. In Tabelle 10-3 beschreibt INEOS, dass bei den Stilllegungsaktivitäten voraussichtlich insgesamt 53.710 Tonnen CO₂, 906 Tonnen NO_x, 69 Tonnen SO_x, 2 Tonnen CH₄ und 33 Tonnen nmVOC emittiert werden²⁵. INEOS erwähnt in diesem Zusammenhang, dass die gesamten Luftemissionen aus der Stilllegungsphase des Projekts 0,12 % der gesamten dänischen CO₂-Äquivalentemissionen Jahr 2020 entsprechen.

In Tabelle 10-4 des Umweltverträglichkeitsberichts geht INEOS davon aus, dass die mit der Emission von NO_x und SO_x verbundenen Auswirkungen in der Stilllegungsphase ein unbedeutendes Umweltrisiko darstellen werden, ebenso wie die Auswirkungen, die mit der Emission von CO₂-Äquivalenten verbunden sind, da die Treibhausgase unter sonst gleichen Bedingungen zur globalen Erwärmung beitragen.

²⁴ Die angegebenen Mengen spiegeln die Emissionen in die Luft bei Schließung aller Bohrlöcher wider, die aus dem Hejre-Werk gefördert werden, einschließlich des Lunde-Bohrlochs.

²⁵ Die angegebenen Mengen spiegeln die Emissionen in die Luft bei Schließung aller Bohrlöcher wider, die aus dem Hejre-Werk gefördert werden, einschließlich des Lunde-Bohrlochs.



Kumulative Einflüsse

In Kapitel 14 des Umweltverträglichkeitsberichts erläutert INEOS die kumulativen Auswirkungen des Projekts. Es wird darauf hingewiesen, dass die Auswirkungen von Bau und Betrieb des Hejre-Projekts mit Auswirkungen anderer Öl- und Gasaktivitäten und Auswirkungen anderer Aktivitäten wie Windparks, Kabel- und Pipeline-Installationen, Fischerei und Schifffahrt in der Region interagieren können. INEOS geht davon aus, dass das Risiko kumulativer Auswirkungen während der Bauphase nur mit geringer Wahrscheinlichkeit auftritt, da die nächste Plattform (Svend) mehr als 20 km von Hejre entfernt ist.

Bei den Anlagen in Syd Arne erwartet INEOS aufgrund der großen Entfernung zu anderen Anlagen mit ähnlichen Einleitungen und in Anbetracht der Tatsache, dass die Einleitungen aus den Anlagen in Syd Arne aufgrund der hohen Wiedereinspeisung des produzierten Wassers sehr begrenzt sind, auch keine potenzielle kumulative Wirkung des produzierten Wassers. INEOS ist sich keiner anderen geplanten und gleichzeitig laufenden Projekte bewusst und erwartet daher keine kumulativen Auswirkungen durch andere Aktivitäten.

Dänemarks Meeresstrategie II

Der Bericht enthält zusätzlich eine Bewertung, ob die erwarteten Auswirkungen des Projekts die Erfüllung der in der dänischen Meeresstrategie II festgelegten Umweltziele behindern werden, sowie eine Erläuterung der Auswirkungen auf die 11 Deskriptoren des Meeresstrategiegesetzes.

In Tabelle 17-13 des Umweltverträglichkeitsberichts fasst INEOS die potenziellen Auswirkungen auf die 11 Deskriptoren der Meeresstrategie zusammen und kommt zu dem Schluss, dass das Hejre-Entwicklungsprojekt das Erreichen eines guten Umweltzustands für die 11 Deskriptoren weder verhindern noch verzögern wird.

Natura-2000- und Anhang-IV-Arten

Darüber hinaus enthält der Umweltverträglichkeitsbericht eine Bewertung, ob das beantragte Projekt voraussichtlich erhebliche Auswirkungen auf die potenziell betroffenen Natura-2000-Gebiete und in Anhang IV aufgeführten Arten haben wird. Aus dem Bericht geht hervor, dass alle Elemente des Projekts, die erhebliche Auswirkungen auf relevante Natura-2000-Gebiete und Anhang IV-Arten haben können, entweder für sich oder im Rahmen anderer Projekte, identifiziert wurden.

Das nächstgelegene Natura-2000-Gebiet ist die Deutsche Dogger Bank (DE 1003-301), die ca. 49 km vom Projektgebiet entfernt liegt. Das Gebiet weist aufgrund der Ausweisung den Lebensraumtyp Sandbänke mit flacher, durchgehender Meerwasserbedeckung (1110) und die Meeresarten Schweinswal (1351) und Seehund (1365) auf. In dem Gebiet sind zudem die Vögel Trottellumme (A678), Heringsmöwe (A641), Eissturmvogel (A009), Basstölpel (A016) und Dreizehenmöwe (A188) auf der Grundlage der Gebietsausweisung aufgeführt. Das deutsche Schutzgebiet Dogger Bank erstreckt sich bis in den niederländischen Teil der Nordsee, der ebenfalls als Natura 2000-Gebiet ausgewiesen ist (NL 2008-001) und das britische Naturschutzgebiet Dogger Bank (UK 0030352) im britischen Teil der Nordsee.



Außerdem wurde eine Bewertung für neun betroffene dänische Natura-2000-Gebiete durchgeführt, die im Falle eines unkontrollierten Ölaustritts auf dem Hejre-Feld potenziell von einer Ölpest betroffen sein könnten. Dabei handelt es sich um folgende Gebiete: DK00VA348 Thyborøn Stenvolde, DK00VA257 Jyske Rev, Lillefiskebanke, DK00VA340 Sandbänke vor Thyborøn, DK00VA259 Gule rev, DK00VA258 Store rev, DK00VA301 Lønstrup Rødgrund, DK00FX112 Skagens Gren & Skagerrak, DK00EX023 Agger Tange und DK00VA347 Südliche Nordsee.

Andere Natura-2000-Gebiete wurden im Umweltverträglichkeitsbericht in Bezug auf mögliche Projektauswirkungen nicht weiter behandelt, da sich die Gebiete in großer Entfernung des beantragten Projekts befinden.

Die Bewertung der potenziellen Auswirkungen des Projekts auf Natura-2000-Gebiete und Anhang-IV-Arten im Bericht konzentriert sich auf die Auswirkungen eines Lecks während eines unkontrollierten Ölaustritts sowie auf die Auswirkungen von Unterwasserlärm durch Bautätigkeiten auf der Bohrinsel und der Plattform aus Voruntersuchungen und Pipeline-Verlegung. Sonstige Vorgänge und Vorkommnisse während des Baus, Betriebs und der Stilllegung der Bohrlöcher werden im Umweltverträglichkeitsbericht so bewertet, dass sie aufgrund der großen Entfernung des Projektgebiets zu den nächstgelegenen Natura 2000-Gebieten sowie Art und Umfang der Projektaktivitäten weder Natura 2000-Gebiete noch Anhang-IV-Arten beeinträchtigen.

Unter Berücksichtigung dieser Ergebnisse kommt der Umweltverträglichkeitsbericht zu dem Schluss, dass das Projekt den Erhaltungsstatus der ausgewiesenen Lebensräume und Arten bzw. Anhang-IV-Arten der potenziell betroffenen Natura-2000-Gebiete nicht nachteilig beeinflussen wird. Es wird außerdem der Schluss gezogen, dass das Projekt die Integrität der Naturschutzgebiete nicht beeinträchtigen oder zu einer Verschlechterung oder Zerstörung von Brut- oder Rastplätzen für Arten des Anhangs IV führen wird. Was die Auswirkungen von Unterwasserlärm auf Arten des Anhangs IV betrifft, so basiert die Bewertung auf der Tatsache, dass der erzeugte Lärm kurzlebig, vorübergehend und lokal ist, und dass im Zusammenhang mit der Durchführung von Voruntersuchungen eine Soft-Start-Phase implementiert wird. Zudem werden Geräte zur passiven akustischen Überwachung (PAM) von Meeressäugern und ein Meeressäugerbeobachter (MMO) eingesetzt.

Was die Voruntersuchung der geplanten Pipeline-Trasse betrifft, hat INEOS im Zusammenhang mit der Parteienanhörung erklärt, dass die geophysikalische Voruntersuchung, wie im Umweltverträglichkeitsbericht beschrieben, geändert wird, sodass 1) der Zeitpunkt der Durchführung auf April – Mai 2024 und die Dauer auf zwei Wochen geändert wird; 2) die geophysikalische Voruntersuchung in Form von 7 Linien entlang zweier möglicher Pipeline-Routen mit einem ROV (remotely operated vehicle) mit Multibeam-Echolot, Side-Scan-Sonar und Sub-Bottom-Profilier durchgeführt wird. Danach wird eine separate Linie entlang der beiden möglichen Pipeline-Routen mit einem Magnetometer durchgeführt; und 3) alle 2 km entlang der beiden möglichen Pipeline-Routen werden drei Vibrocores und drei Cone Penetration Tests (CPT) durchgeführt. Siehe auch Abschnitt 1.10.3.



Für die Bewertung der Auswirkungen eines Blowouts bei Hejre auf Natura-2000-Gebiete und Anhang-IV-Arten hat INEOS mithilfe von DNV GL Norway ein statistisches Ölkatastrophenmodell für die Bewegung des Ölteppichs und bekannte Auswirkungen von Öl auf Lebensräume und Arten in der Region verwendet. INEOS weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass Blowouts äußerst seltene Ereignisse sind und dass das Risiko eines solchen Ereignisses in Hejre auf 9×10^{-6} pro Jahr geschätzt wird. Auch im Falle eines Blowouts ist die Einwirkung in den meisten Fällen nur von kurzer Dauer (weniger als 15 Tage), wohingegen die Wahrscheinlichkeit eines langanhaltenden Blowouts von 100 Tagen bei 6,5 % liegt. Im Falle eines Bruchs in der mehrphasigen Pipeline, die von Hejre zur Syd Arne WHPE verlegt werden soll, wird das System aufgrund eines registrierten Druckabfalls abgeschaltet.

Im Zusammenhang mit den Auswirkungen eines möglichen unkontrollierten Ölaustritts merkt INEOS an, dass die Entfernung zum nächstgelegenen Natura-2000-Gebiet 49 km beträgt und dass die vorherrschende Strömung bei Hejre nordöstlich ist, was die Wahrscheinlichkeit einer Beeinträchtigung der nächstgelegenen Natura-2000-Gebiete verringert, zumal sowohl das deutsche als auch das niederländische Natura-2000-Gebiet südlich von Hejre liegen. Die Entfernung zu dänischen Natura-2000-Gebieten bedeutet, dass das Öl aus einem Ölaustritt mindestens drei Tage oder länger gedriftet sein muss, bevor es potenziell betroffene dänische Natura-2000-Gebiete erreicht, wobei der Großteil der giftigen Dämpfe aus dem Öl verdunstet sein wird. Darüber hinaus stuft der Umweltverträglichkeitsbericht die Auswirkungen eines möglichen unkontrollierten Ölaustritts auf den Erhaltungsstatus von Schweinswal, Seehund und Kegelrobbe als begrenzt ein. In diesem Zusammenhang wird besonders hervorgehoben, dass nur ein sehr kleiner Teil der Populationen der drei Arten in der Nordsee von einem Ölaustritt betroffen sein dürfte, da der Ölteppich in einem relativ schmalen Band in Strömungsrichtung treiben wird. Auch der Erhaltungszustand und die Unversehrtheit der Sandbänke in den nächstgelegenen Natura-2000-Gebieten werden als begrenzt eingeschätzt, da ein großer Teil des Öls bereits verdunstet sein wird, wenn es in das Gebiet gelangt. Allerdings besteht ein sehr geringes Risiko der Sedimentation von Öl auf diesem Lebensraumtyp, es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Auswirkung unbedeutend ist.

Im Zusammenhang mit einem möglichen unkontrollierten Ölaustritt beschreibt INEOS in Abschnitt 11.1.5 des Umweltverträglichkeitsberichts, dass besonders Seevögel durch Ölaustritte gefährdet sind. INEOS beschreibt, dass in dem unwahrscheinlichen Fall, dass es auf Hejre zu einem Ölaustritt kommt, das Öl wahrscheinlich mit den vorherrschenden Meeresströmungen Richtung Nordosten treiben wird und dabei international wichtige Vogelgebiete im norwegischen Teil der Nordsee passiert. Im unwahrscheinlichen Szenario eines unkontrollierten, unbegrenzten und längeren Austritts sind diese Gebiete höchstwahrscheinlich betroffen. INEOS beschreibt, dass die Zeit, die das Öl zum Erreichen dieser Bereiche benötigt, zwischen 1 und 7 Tagen liegt, je nachdem, um welche spezifischen Bereiche es sich handelt. INEOS beschreibt weiter, dass der nördliche Teil der dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee als mittelstrenges Schutzgebiet für Seevögel gilt und dass im Falle eines unkontrollierten Ölaustritts ein hohes Risiko besteht, dass die Seevögel in diesem Gebiet ölverschmiert und getötet werden. INEOS beschreibt auf Basis von Modellszenarien, dass wichtige Vogelgebiete im und unmittelbar außerhalb des Wattenmeeres nicht betroffen sein werden.



Auf der Grundlage des oben Beschriebenen kommt INEOS zu dem Schluss, dass das beantragte Projekt keine negativen Auswirkungen auf die Integrität von Natura-2000-Gebieten oder den Erhaltungszustand der in den Gebieten ausgewiesenen Lebensräume und Arten sowie auf Anhang-IV-Arten haben wird und dass das Risiko negativer Auswirkungen auf Natura-2000-Gebiete und Arten in Anhang IV unbedeutend ist. INEOS gibt außerdem an, dass man im Falle eines unkontrollierten Ölaustritts oder einer anderen Art von Ölkatastrophe den Notfallplan des Unternehmens für Ölkatastrophen aktivieren wird, der die Ausbreitung von Öl und die Auswirkungen der Ölkatastrophe verringern wird.

Sonstige Umweltaspekte

Aus dem Umweltverträglichkeitsbericht geht hervor, dass bei der Auswahl technischer Lösungen im Zusammenhang mit dem Projekt eine Reihe von Parametern verwendet wird, um die Umweltauswirkungen zu minimieren, - einschließlich der Verwendung von BAT (Best Available Techniques - die besten zugänglichen Techniken) und BEP (Best Environmental Practice - die beste Umweltpraxis). Dies gilt unter anderem im Zusammenhang mit Einleitungen ins Meer, Emissionen in die Luft, Unterwasserlärm und der Einführung nicht-heimischer Arten. Zu diesen Maßnahmen gehören unter anderem:

- Das gesamte in Hejre produzierte Wasser wird zu den Anlagen in Syd Arne exportiert, wo es möglich ist, das produzierte Wasser einzupumpen.
- Minimierung des Einsatzes von Chemikalien und die Auswahl von Chemikalien, die als grün oder gelb eingestuft sind (letztes ist angestrebt).
- Keine Gasturbine in Hejre: Der gesamte Strom für Hejre wird von Turbinen mit niedrigem NO_x-Ausstoß über ein Versorgungskabel von der Hauptplattform Syd Arne geliefert.
- Kein Abfackeln auf der Hejre-Plattform
- Anwendung von Soft-Start-Verfahren, Meeressäugetierbeobachtern (MMO) und passiver akustischer Überwachung (PAM) zur Reduzierung der negativen Auswirkungen von Unterwasserlärm auf Meeressäugetiere.
- Aktivierung des Notfallplans für Ölaustritte im Falle eines solchen, und Abschluss einer Kooperationsvereinbarung mit Total E&P Denmark über gegenseitige Unterstützung im Falle eines Ölaustritts aus einer der Produktionsanlagen des Betreibers.
- Schiffe befolgen die IMO-Standards, um die Einführung nicht-heimischer Arten durch Ballastwasser zu verhindern. Darüber hinaus ist die Installation eines Ballastwasseraufbereitungssystems oder die Anforderung einer regelmäßigen Entfernung von Meeresverschmutzungen an den Schiffswänden erforderlich.
- Betriebliche Optimierung: Minimierung der Umweltauswirkungen durch Konzentration auf stabile Förderung, Reduzierung von Slugging und Begrenzung der Anzahl der außerplanmäßigen Stopps.

Darüber hinaus beschreibt INEOS in Kapitel 18 des Berichts, dass ein Überwachungsprogramm für das Syd-Arne-Feld eingerichtet wurde und dass ein ähnliches Überwachungsprogramm für das Hejre-Feld eingerichtet wird, das unter anderem die Menge des eingeleiteten produzierten Wassers, den Ölgehalt des produzierten Wassers, CO₂-Emissionen, NO_x-Emissionen, den Gehalt an radioaktiven



Stoffen im eingeleiteten produzierten Wasser und die allgemeine Menge der verwendeten Chemikalien überwachen soll.

Zusammen mit dem Umweltverträglichkeitsbericht hat INEOS auch einen Espoo-Bericht eingereicht, in dem mögliche grenzüberschreitende Umweltauswirkungen des Projekts in Dänemark beleuchtet werden. Der Espoo-Bericht enthält auch eine Bewertung der potenziellen Auswirkungen auf Natura-2000-Gebiete und Anhang-IV-Arten durch das Projekt an sich oder in Kombination mit anderen Projekten. Die Bewertungen und Schlussfolgerungen des Espoo-Berichts stimmen mit den oben dargelegten Bewertungen und Schlussfolgerungen des Umweltverträglichkeitsberichts überein. Da die Auswirkungen lokal begrenzt und auf dänische Gewässer beschränkt sind, geht INEOS davon aus, dass das Projekt keine erheblichen grenzüberschreitenden Auswirkungen haben wird.

1.9.2. Die bestehenden Anlagen auf dem Hejre-Feld

Aus dem Umweltverträglichkeitsbericht geht hervor, dass die bestehende Hejre-Struktur im Jahr 2014 installiert wurde. Die Struktur besteht aus einem Stahl-Jacket mit acht Beinen und einem Bohrlochkopfdeck. 2016 wurden die Arbeiten zur Bohrung von insgesamt fünf geplanten Bohrlöchern an der Hejre-Plattform abgeschlossen. Davon sind drei (HA-1A, HA-2 und HA-4) produktionsbereit. Allerdings wurden die Bohrlöcher nicht perforiert, sondern vorübergehend mit zwei mechanischen Stopfen in jedem Bohrloch verschlossen. Die anderen beiden Bohrlöcher (HA-3A und HA-5) wurden vorübergehend bis einschließlich des 13 5/8-Zoll-Verrohrungsschuhs abgewickelt. HA-3A und HA-5 warten auf die endgültige Abwicklung oder den möglichen Bau neuer Bohrtrassen („Sidetracks“).

INEOS gibt an, dass die bestehenden Anlagen derzeit keine Auswirkungen auf die Umwelt haben, da auf dem Hejre-Feld nie gefördert wurde und es seit dem Ende der Bohrarbeiten im Jahr 2016 keine Einleitungen, Emissionen oder Abfallerzeugung gegeben hat. Mögliche Auswirkungen im Zusammenhang mit der Nutzung der Bohrlöcher im nun beantragten Hejre-Projekt sind oben in Abschnitt 1.9.1 beschrieben.

1.10. Anhörungen

1.10.1. Anhörung der Öffentlichkeit und der betroffenen Behörden

Der Umweltverträglichkeitsbericht lag den zuständigen Behörden und der Öffentlichkeit vom 30. Juni 2023 bis zum 1. September 2023 vor, vgl. das dänische Umweltverträglichkeitsgesetz (*miljøvurderingsloven*, im Folgenden „ML“), § 35, Abs. 3, Nr. 3 und Abs. 5.

Während der öffentlichen Anhörung hat die dänische Energiebehörde Antworten vom Umweltministerium (*Miljøministeriet*), der dänischen Behörde für Paläste und Kultur (*Slots- og Kulturstyrelsen*), der dänischen Umweltschutzbehörde (*Miljøstyrelsen*), der Herstellerorganisation des dänischen Fischereiverbandes, dem WWF World Nature Fund, Greenpeace und der dänischen Naturschutzbund (*Danmarks Naturfredningsforening*).

Die Kommentare der dänischen Umweltschutzbehörde wurden am 1. September 2023 empfangen und betreffen eine Reihe von Punkten bezüglich der Einleitungen des Projekts ins Meer, die die dänische Energiebehörde an INEOS übermittelt hat. In den Kommentaren der dänischen Umweltschutzbehörde hieß es unter anderem, dass die Behörde von INEOS keinen Antrag auf Genehmigung für die Einleitung



von Stoffen und Materialien im Zusammenhang mit der Bauphase und der anschließenden Produktion und Brunnenwartung erhalten habe. INEOS hat auf Ersuchen der dänischen Energiebehörde zu den Kommentaren der dänischen Umweltschutzbehörde Stellung bezogen, und die dänische Energiebehörde hat die ergänzenden Kommentare von INEOS an die dänische Umweltschutzbehörde weitergeleitet. Aus den Kommentaren von INEOS geht unter anderem hervor, dass das Unternehmen plane, bei der dänischen Umweltschutzbehörde eine Genehmigung zu beantragen, bevor mit der Nutzung und Einleitung begonnen wird. Am 4. Juni 2023 hat die dänische Umweltschutzbehörde der dänischen Energiebehörde mitgeteilt, dass man in Anbetracht der ergänzenden Erläuterungen von Seiten INEOS' keine weiteren Anmerkungen zum Umweltverträglichkeitsbericht habe.

Die Antwort der dänischen Umweltschutzbehörde, die ergänzenden Kommentare von INEOS und andere Anhörungsantworten aus der nationalen Anhörung finden Sie in Anhang 1 des Beschlusses.

1.10.2. Anhörung der zuständigen Behörden

Der Espoo-Bericht wurde gemäß den Bestimmungen der Espoo-Konvention erstellt. Gemäß Artikel 3 der Espoo-Konvention teilte Dänemark am 21. Februar 2023 den Niederlanden, Norwegen, Schweden, Großbritannien und Deutschland mit, dass für das Hejre-Projekt eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden soll.

In der Notifizierung wurden die Länder aufgefordert, anzugeben, ob sie die Absicht haben, sich an einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu beteiligen, und eine etwaige Stellungnahme zu grenzüberschreitenden Umweltauswirkungen in ihrem Hoheitsgebiet sowie etwaige Anmerkungen von Seiten der jeweiligen Öffentlichkeit zu übermitteln.

Nach diesem Verfahren betrachteten sich Deutschland und Schweden als betroffene Parteien und wünschten, sich am Umweltprüfungsverfahren beteiligen. Norwegen antwortete, dass es nicht teilnehmen wolle, während die Niederlande und Großbritannien nicht auf die Anfrage antworteten.

In Anbetracht dessen und gemäß § 37 des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes waren die Espoo-Unterlagen vom 30. Juni 2023 bis zum 1. September 2023 in Schweden und Deutschland in öffentlicher Anhörung.

Im Rahmen der Anhörung gingen Stellungnahmen aus Schweden und Deutschland ein. Schweden antwortete, dass es keine Kommentare habe, aber über die endgültige Entscheidung auf dem Laufenden gehalten werden wolle. Von Deutschland erhaltene Kommentare übermittelte die dänische Energiebehörde an INEOS und bat INEOS um Stellungnahme dazu.

Im Zuge des Verfahrens hat Dänemark den betreffenden Behörden in den betreffenden Ländern schriftliche Antworten übermittelt, darunter INEOS' Erwiderung auf die Kommentare Deutschlands, die nach Ansicht der Energiebehörde in Bezug auf grenzüberschreitende Umweltauswirkungen relevant sind. Deutschland antwortete, dass es zu der übermittelten Antwort keine weiteren Kommentare habe.



Am 14. November 2023 hat die dänische Umweltschutzbehörde der dänischen Energiebehörde die Genehmigung für das Projekt zur Erweiterung von Hejre nach Syd Arne erteilt, vgl. § 38, Abs. 1 des ML.

Eine Zusammenfassung der im Zusammenhang mit der internationalen Anhörung eingegangenen Kommentare finden Sie in Anhang 2.

1.10.3. Anhörung der Parteien

Der Beschlussentwurf wurde INEOS am 9. April 2024 mit einer Frist bis zum 23. April 2024 vorgelegt. INEOS sendete am 12. April 2024 eine Antwort.

Die Anhörungsantwort betrifft im Allgemeinen vier Themen: 1) Die FEED²⁶-Studien und die Folgen ihrer Verzögerung; 2) die Ankündigung der rechtsverbindlichen Genehmigung; 3) die geophysikalische Voruntersuchung; und 4) der Beschluss vom 20. Dezember 2023.

Die Antwort von INEOS auf die Anhörung und die Kommentare der dänischen Energiebehörde sind unten in Kursivschrift wiedergegeben.

1) FEED-Studien:

INEOS hat erklärt, dass die FEED-Studien im laufenden Quartal beginnen und voraussichtlich innerhalb von 12 Monaten abgeschlossen sein werden.

INEOS ist der Ansicht, dass die FEED-Studien abgeschlossen sein müssen, bevor INEOS nachweisen kann, dass der endgültige Entwurf die geplanten Kapazitätserweiterungen enthält, vgl. Bedingung 4. INEOS beantragt daher eine Fristverlängerung hierfür um sechs Monate vom 1. Januar 2025 bis zum 1. Juni 2025.

INEOS geht außerdem davon aus, dass die spätere Durchführung der FEED-Studien zu einer Verzögerung der endgültigen Investitionsentscheidung (FID) und der anschließenden Erweiterung führen könnte, was wiederum das Risiko mit sich bringen könnte, dass das Fenster für die Offshore-Installation und damit das „first oil“ im vierten Quartal 2027 nicht erreicht werden kann. INEOS beantragt daher eine Verschiebung der Frist für den Beginn der Förderung in Bedingung 6 vom 1. Februar 2028 auf den 1. November 2028.

Darüber hinaus geht INEOS davon aus, dass sich die endgültigen Zugangsvereinbarungen für Dritter von Hejre zu den Anlagen in Syd Arne verzögern werden, da diese ohne Kenntnis der endgültigen Einzelheiten der Erweiterung nicht geschlossen werden können. INEOS weist daher darauf hin, dass die Weiterleitung dieser Dokumente zur Genehmigung an die dänische Energiebehörde auf die Zeit nach Abschluss der FEED-Studien verschoben werden sollte.

Kommentare der Energiebehörde:

²⁶ Front-End-Engineering and -Design



Der endgültige Entwurf der Anlage hängt von den Ergebnissen der FEED-Studien von INEOS ab. Die dänische Energiebehörde hält es daher für begründet, dass die Einreichung der Dokumentation für den endgültigen Entwurf der Anlage auf den Abschluss der FEED-Studien wartet.

Die Frist für die Zusendung der Unterlagen zur Erfüllung der Bedingung 4 wird daher auf den 1. Juni 2025 verschoben.

Was den Zeitpunkt für den Beginn der Förderung betrifft, ist die Energiebehörde der Ansicht, dass der im Antrag festgelegte Zeitplan weiterhin eingehalten werden kann. Die Behörde ist daher der Ansicht, dass es keine Grundlage dafür gibt, den Termin für den Beginn der Förderung auf einen späteren Zeitpunkt als den 1. Februar 2028 festzulegen. Die Förderung muss daher schnellstmöglich und spätestens am 1. Februar 2028 beginnen, vgl. Bedingung 6.

Sollte sich später konkret herausstellen, dass das Zeitfenster für die Offshore-Installation im Jahr 2027 nicht erreicht werden kann, kann INEOS bei der dänischen Energiebehörde eine Änderung der Bedingung 6 dieser Entscheidung beantragen.

Im Hinblick auf die Vorlage der endgültigen Vereinbarungen über Hejres Drittzugang zur Genehmigung durch die dänische Energiebehörde hat die Behörde darauf hingewiesen, dass der detaillierte Inhalt der Vereinbarungen vom Abschluss der FEED-Studien abhängt, siehe auch Abschnitt 1.5.1.

Bedingung 2 wird unverändert beibehalten, wonach die Produktion aus dem Hejre-Feld nicht aufgenommen werden darf, bevor die dänische Energiebehörde eine Vereinbarung über die Nutzung von Anlagen auf dem Syd Arne-Feld zur Verarbeitung und zum Transport der Produktion aus dem Hejre-Feld genehmigt hat. Vgl. § 16, Abs. 3 des UL.

2) Hinweis zur rechtsverbindlichen Genehmigung:

INEOS bittet die dänische Energiebehörde um Klärung, ob Bedarf für eine weitere Legalisierung der bereits etablierten Infrastruktur in Form eines Jacket, eines Bohrlochkopfdecks und der Bohrlöcher HA-1A, HA-2, HA-3A, HA-4 und HA-5 im Hejre-Feld besteht.

Kommentare der Energiebehörde:

Die dänische Energiebehörde bestätigt mit diesem Beschluss, dass Jacket, Bohrlochkopfdeck und die fünf Bohrlöcher im Hejre-Feld als rechtlich legalisiert gelten.

3) Die geophysikalische Voruntersuchung:

INEOS gibt an, dass die geophysikalische Voruntersuchung, wie im Umweltverträglichkeitsbericht beschrieben, geändert wird, sodass 1) der Zeitpunkt der Durchführung auf April – Mai 2024 und die Dauer auf zwei Wochen geändert wird; 2) die geophysikalische Voruntersuchung in Form von 7 Linien entlang zweier möglicher Pipeline-Routen mit einem ROV (remotely operated vehicle) mit Multibeam-Echolot, Side-Scan-Sonar und Sub-Bottom-Profiler durchgeführt wird. Danach wird eine separate Linie entlang der beiden möglichen Pipeline-Routen mit



einem Magnetometer durchgeführt; und 3) alle 2 km entlang der beiden möglichen Pipeline-Routen werden drei Vibrocores und drei Cone Penetration Tests (CPT) durchgeführt.

Hinsichtlich der konkreten Spezifikationen der verwendeten Geräte verweist INEOS auch auf den Antrag von INEOS auf geophysikalische und geotechnische Voruntersuchungen vom 13. Februar 2024.

Kommentare der Energiebehörde:

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass die Auswirkungen des geänderten Projekts im Wesentlichen immer noch auf der Grundlage des ursprünglichen Umweltverträglichkeitsberichts identifiziert, beschrieben und bewertet werden können, der in die öffentliche Anhörung eingegangen ist. Weitere Einzelheiten zur Voruntersuchung finden Sie auch in den Abschnitten 3.1 und 3.9.

4) Beschluss vom 20. Dezember 2023:



2. Rechtliche Grundlage

2.1. Das dänische Bodengesetz (*undergrundsloven*, im Folgenden „UL“)

Vor Beginn der Förderung und der darauf zielenden Maßnahmen ist dem Minister für Klima, Energie und Versorgung (*klima-, energi- og forsyningsministeren*) gemäß § 10, Abs. 2 des UL ein Förderbetriebsplan, insbesondere in Bezug auf Förderverfahren und dazugehörige Anlagen und Pipelines, zur Genehmigung vorzulegen.

Wesentliche Änderungen und Ergänzungen zu einem bereits genehmigten Plan für die Gewinnung von Rohstoffen müssen vom Minister für Klima, Energie und Versorgung genehmigt werden, bevor sie umgesetzt werden. Die Verringerung der Kapazität von Anlagen und Pipelines gilt als wesentliche Änderung eines genehmigten Plans für die Gewinnung von Rohstoffen, vgl. § 10, Abs. 3 des UL.

Der Minister für Klima, Energie und Versorgung kann Auflagen für Genehmigungen gemäß § 10, Abs. 2 und 3, vgl. § 10, Abs. 4 des UL festlegen.



Im Falle der Genehmigung von Fördermaßnahmen usw. gemäß § 10 wird der Zeitpunkt für den Förderbeginn so festgelegt, dass das Vorkommen in angemessener Weise zur Energieversorgung Dänemarks beitragen und die Nutzung bestehender oder geplanter Behandlungs- oder Verkehrssysteme sicherstellen kann, vgl. §14 des UL.

Eine Genehmigung gemäß § 10 des Gesetzes zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen ist davon abhängig, dass der Minister für Klima, Energie und Versorgung für Zeiträume von mindestens sechs Monaten die Menge, die zurückgewonnen werden darf, bestimmt, vgl. § 15, Abs. 1, Punkt 1 des UL.

Die Errichtung und der Betrieb von Pipeline-Anlagen zur Nutzung im Zusammenhang mit Tätigkeiten, die unter das Gesetz fallen, dürfen nur mit Genehmigung des Ministers für Klima, Energie und Versorgung erfolgen, vgl. § 17 Abs. 1 des UL.

Eine Genehmigung kann unter Auflagen erteilt werden, die sich auf die Trassenführung, die Abmessungen, die Transportkapazität, das Eigentum, das Recht zur Nutzung der Pipeline durch andere, die Bezahlung dafür, Gebühren an den Staat usw. beziehen, vgl. § 17, Abs. 2.

Dies ergibt sich aus § 28, Abs. 1 des UL, der besagt, dass Arbeiten im Zusammenhang mit Tätigkeiten im Rahmen des Gesetzes, einschließlich Bohren, Absenken von Schächten und der Installation von Tunneln, nur durchgeführt werden dürfen, wenn der Minister für Klima, Energie und Versorgung die Ausrüstung, das Programm und die Art der Ausführung im Einzelfall genehmigt, vgl. § 28 Abs. 1 des UL.

Der Minister für Klima, Energie und Versorgung kann Auflagen für Genehmigungen gemäß Abs. 1, vgl. § 28, Abs. 4 festlegen.

Einem Antrag auf Erteilung einer Genehmigung oder Anerkennung gemäß §§ 10, 17 oder 28 des Gesetzes ist ein Plan für die Abwicklung aller von dem Antrag erfassten Anlagen und Installationen usw. sowie aller zuvor genehmigten Anlagen und Installationen usw. im Zusammenhang mit den Genehmigungen, die unter dieses Gesetz fallen, auf die sich der Antrag bezieht, beizufügen, vgl. § 32 a, Abs. 1. Der Stilllegungsplan muss eine Schätzung der voraussichtlichen Umsetzungskosten des Stilllegungsplans enthalten und eine Beschreibung dessen, wodurch gewährleistet ist, dass die finanziellen Mittel zur Umsetzung des Stilllegungsplans zur Verfügung stehen. Der Stilllegungsplan muss vom Minister für Klima, Energie und Versorgung genehmigt werden. Für die Genehmigung können Auflagen festgelegt werden, vgl. § 32 a Abs. 2 des UL.

In § 33 des UL heißt es, dass in Genehmigungen nach diesem Gesetz nähere Regelungen darüber getroffen werden, wie nach Ablauf, Aufgabe, Erlöschen oder Widerruf der Genehmigung mit vom Lizenznehmer errichteten Anlagen zu verfahren ist, und wie mit Anlagen umzugehen ist, die zuvor ihren Zweck erfüllt haben.



Es sei darauf hingewiesen, dass der Minister für Klima, Energie und Versorgung seine Entscheidungsbefugnis nach dem UL an die dänische Energiebehörde delegiert hat, vgl. § 3, Abs. 1, Nr. 1 der Übertragungsanordnung²⁷.

2.2. Verordnung über Offshore-Lebensräume

Die Verordnung über Offshore-Lebensräume findet unter anderem Anwendung bei Anträgen auf Genehmigung eines Plans für Fördertätigkeiten und wesentliche Änderungen oder Ergänzungen eines bereits genehmigten Plans gemäß § 10, Abs. 2 und 3 im UL; für die Errichtung und den Betrieb von Pipeline-Anlagen gemäß § 17, Abs. 1 des Gesetzes; sowie Genehmigung von Arbeiten im Zusammenhang mit den unter das Gesetz fallenden Tätigkeiten gemäß § 28, Abs 1, vgl. § 1, Abs. 2, Nr. 1, 2 und 7 der Verordnung.

Bevor über die Erlaubnis oder Genehmigung gemäß § 10, Abs. 2 und 3, § 17, Abs. 1 oder § 28 Abs. 1 des UL entschieden werden kann, muss die dänische Energiebehörde beurteilen, ob das Projekt an sich oder in Verbindung mit anderen Plänen und Projekten erhebliche Auswirkungen auf ein internationales Naturschutzgebiet haben kann, vgl. § 3, Abs. 1 der Verordnung. Ist dies der Fall, ist eine detaillierte Verträglichkeitsprüfung der Auswirkungen des Vorhabens auf das internationale Naturschutzgebiet unter Berücksichtigung des Erhaltungsziels für das betreffende Gebiet durchzuführen, vgl. § 3 Abs. 3 der Verordnung über Offshore-Lebensräume.

Darüber hinaus muss die dänische Energiebehörde, bevor eine Entscheidung über die Genehmigung oder Anerkennung gemäß § 10, Abs. 2 und 3, § 17, Abs. 1, oder § 28, Abs. 1 und 3 des UL getroffen werden kann, gemäß § 5, Abs. 1 der Verordnung über Offshore-Lebensräume eine Beurteilung vornehmen, ob der Antragsteller:

- 1) das natürliche Verbreitungsgebiet der in Anhang IV Buchstabe a der FFH-Richtlinie²⁸ aufgeführten Tierarten in allen Lebensphasen und insbesondere während der Brut-, Aufzucht-, Überwinterungs- oder Zugzeit vorsätzlich stört;
- 2) Fortpflanzungs- oder Ruhegebiete im natürlichen Verbreitungsgebiet der in Anhang IV Buchstabe a der FFH-Richtlinie aufgeführten Tierarten beschädigt oder zerstört; oder
- 3) die in Anhang IV Buchstabe b der FFH-Richtlinie aufgeführten Pflanzenarten in allen Lebensphasen zerstört.

Ergibt die Prüfung, dass der Antrag mit Störungen, Beschädigungen oder Zerstörungen gemäß § 5, Abs. 1 der Verordnung über Offshore-Lebensräume verbunden sein kann, darf die dänische Energiebehörde keine Genehmigung für das beantragte Projekt erteilen, ausgenommen, die Bedingungen in § 6 zum Abweichen von § 5 sind erfüllt, vgl. § 5, Abs. 2 der Verordnung.

Bevor ein Beschluss über eine Genehmigung oder Anerkennung eines beantragten Projekts getroffen wird, das unter die Verordnung über Offshore-Lebensräume fällt, kann die dänische Energiebehörde eine Stellungnahme der Umweltschutzbehörde zu den Bewertungen gemäß § 3 und § 5 einholen, vgl. § 7 der Verordnung.

²⁷ Verordnung Nr. 1366 vom 28. Dezember 2022 über die Aufgaben und Befugnisse der Energiebehörde.

²⁸ Richtlinie 92/43/EWG des Rates zur Erhaltung von Naturarten sowie wildlebenden Tieren und Pflanzen mit späteren Änderungen.



2.3. Das dänische Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (*miljøvurderingsloven*, im Folgenden „ML“)

§ 15 Abs. 1 des ML besagt, dass bestimmte Projekte, wie aufgeführt in Anhang 1, von denen aufgrund ihrer Art, Größe oder Lage erhebliche Umweltauswirkungen erwartet werden können, erst beginnen dürfen, wenn die Behörde nach einer Umweltverträglichkeitsprüfung des Projekts schriftlich die Genehmigung zum Projektstart erteilt.

Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass das beantragte Projekt unter Anhang 1, Punkt 14 des Gesetzes fällt, da das Projekt die Förderung von mehr als 500 Tonnen Rohöl/Tag und mehr als 500.000 m³ Erdgas/Tag zu kommerziellen Zwecken betrifft.

Nach § 20 Abs. 1 des ML müssen Antragsteller für ein Umweltprüfungsprojekt einen Umweltverträglichkeitsbericht erstellen, der eine Umweltverträglichkeitsprüfung enthält. Der Umweltverträglichkeitsbericht muss mindestens die in § 20 Abs. 2 des ML genannten Informationen enthalten.

Nach Prüfung des Umweltverträglichkeitsberichts übermittelt die Behörde diesen den betroffenen Behörden, den betroffenen Staaten und der Öffentlichkeit zur Einsichtnahme, vgl. § 24, Abs. 2, sowie § 35, Abs. 3, Nr. 3 und § 38 des ML. Aus § 35 Abs. 5, letzter Punkt, folgt außerdem, dass der Zeitraum für die öffentliche Anhörung zum Umweltverträglichkeitsbericht mindestens 8 Wochen betragen muss.

Über die Genehmigung des Projekts entscheidet der Minister für Klima, Energie und Versorgung gemäß § 25, vgl. § 17, Abs. 4, Nr. 1 des ML. Die Entscheidung wird auf der Grundlage des Antrags durch den Projektträger, des Umweltverträglichkeitsberichts, etwaiger zusätzlicher Informationen, der Ergebnisse der durchgeführten Anhörungen und der behördlichen Begründung getroffen.

Es sei darauf hingewiesen, dass der Minister für Klima, Energie und Versorgung seine Befugnisse gemäß § 17, Abs. 4, Nr. 1 des ML an die dänische Energiebehörde delegiert hat, vgl. § 3, Abs. 1, Nr. 28 der Übertragungsanordnung.

Eine Genehmigung, die gemäß § 10, § 17, Abs. 1, und § 28 des UL erteilt wurde, ersetzt eine Genehmigung gemäß § 25, vgl. § 10, Nr. 4 des ML, ganz oder teilweise.

2.4. Das dänische Meeresstrategiegesetz (*havstrategiloven*, im Folgenden „HL“)

Die EU-Meeresstrategierahmenrichtlinie²⁹ wurde durch das HL in dänisches Recht umgesetzt. Ziel des Gesetzes ist es, einen Rahmen für die Maßnahmen zu schaffen, die zur Erreichung oder Erhaltung eines guten Umweltzustands der Meeresökosysteme und zur Ermöglichung einer nachhaltigen Nutzung der Meeresressourcen durchzuführen sind.

²⁹ Richtlinie 2008/56/EF des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Gemeinschaftsmaßnahmen im Bereich Meeresumwelt.



Das HL verpflichtet den Umweltminister, Meeresstrategien für alle dänischen Seegebiete auszuarbeiten, um folgendes zu gewährleisten:

- 1) den Schutz, die Erhaltung und die Verhütung einer Verschlechterung der Meeresumwelt und, soweit möglich, Wiederherstellung der Meeresökosysteme in Gebieten, in denen sie beeinträchtigt wurden;
- 2) die Vermeidung und die Verringerung von Einflüssen auf die Meeresumwelt, um die Verschmutzung schrittweise zu beenden und sicherzustellen, dass es keine nennenswerten Auswirkungen auf oder Risiken für die biologische Vielfalt der Meere, die menschliche und die Gesundheit der Meeresökosysteme oder die rechtmäßige Nutzung des Meeres gibt;
- 3) die Sicherstellung der Fähigkeit der Meeresökosysteme, mit Veränderungen umzugehen; und
- 4) die Sicherstellung, dass die kombinierten Belastungen durch menschliche Eingriffe in die Natur mit der Erreichung eines guten Umweltzustands vereinbar sind.

Der gute Umweltzustand wird in Anhang 2 des HL (Anhang I der Richtlinie) anhand von 11 sogenannten qualitativen Deskriptoren beschrieben. Die Deskriptoren betreffen:

- 1) Biodiversität
- 2) Nicht-heimische Arten
- 3) Kommerziell genutzte Fischbestände
- 4) Das Nahrungsnetz des Meeres
- 5) Eutrophierung
- 6) Meeresboden
- 7) Hydrografische Veränderungen
- 8) Schadstoffe
- 9) Kontaminanten in Fisch und Schalentieren, die für den menschlichen Verzehr bestimmt sind
- 10) Meeresabfälle
- 11) Unterwasserlärm.

Bei der Ausübung von Befugnissen im Rahmen von Rechtsvorschriften sind die Behörden an die vom Umweltminister beschlossenen Umweltziele und Maßnahmenprogramme gebunden, vgl. § 18 des HL. Das bedeutet, dass die Behörden bei der Ausübung ihrer Befugnisse im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen die Meeresstrategie berücksichtigen müssen.

3. Beurteilung der dänischen Energiebehörde und Begründung

3.1. Beurteilung der geplanten Entwicklung

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass die geplante Erweiterung für ein Reservoir mit den gegebenen Eigenschaften angemessen ist, siehe folgende Abschnitte.

Im Zusammenhang mit der Durchführung der geophysikalischen Voruntersuchung für die Pipeline-Trasse beurteilt die dänische Energiebehörde, dass INEOS die Spezifikationen der verwendeten geophysikalischen Ausrüstung, einschließlich der Quellenstärke, ausreichend erläutert und das Voruntersuchungsprogramm und die Durchführungsmethode zufriedenstellend beschrieben hat.



Im Zusammenhang mit der Parteienanhörung hat INEOS erklärt, dass die Voruntersuchung durch geotechnische Untersuchungen ergänzt wird, und hat aktualisierte Informationen über die geophysikalische Ausrüstung übermittelt. Die aktualisierten Informationen über die geophysikalische Ausrüstung und die geotechnische Ausrüstung ändern nichts an der Einschätzung der dänischen Energiebehörde, dass INEOS die Spezifikationen der verwendeten Ausrüstung ausreichend erläutert und das Voruntersuchungsprogramm und die Durchführungsmethode zufriedenstellend beschrieben hat.

INEOS muss die dänische Energiebehörde im Zeitraum vom 1. Juli 2024 bis zum Beginn der Förderung vierteljährlich schriftlich über den Status und Fortschritt des Projekts informieren, damit die Behörde als Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde den Fortschritt des Projekts überwachen kann, siehe Bedingung 5.

3.2. Geologische und geophysikalische Gegebenheiten

Die dänische Energiebehörde schätzt, dass das Hejre-Feld im Hinblick auf die geologische Charakterisierung und Modellierung hinreichend beschrieben ist. Die statischen und dynamischen Modelle für Hejre basieren auf einer integrierten Interpretation von Bohrdaten sowie petrophysikalischen und seismischen Interpretationen, die zusammen eine ausreichende und repräsentative Datenbasis für die strukturellen und geologischen Bedingungen des Reservoirs für die Entwicklungsphase bilden. Die Aktualisierung des statischen und dynamischen Modells mit neuen seismischen Daten und neuen Bohrdaten hat im Vergleich zum vorherigen Modell zu einer größeren Anzahl von Verwerfungen, einer größeren Variation in der Ausdehnung und Mächtigkeit des Reservoirs sowie dazu geführt, dass eine geringere Anzahl von Segmenten in das Modell einbezogen wurde. Der kombinierte Einfluss dieser Elemente auf die Modelle hat zu einer deutlichen Reduzierung der erwarteten vorhandenen Mengen und der daraus resultierenden technischen Reserven geführt. Die dänische Energiebehörde ist der Ansicht, dass diese Reduzierung durchaus gerechtfertigt ist.

3.3. Fördertechnische Gegebenheiten

Aufgrund des hohen Reservoirdrucks, der relativ hohen Kompressibilität der Kohlenwasserstoffe und der Tatsache, dass der Blasenpunkt im Reservoir 700 bar unter dem Reservoirdruck liegt, geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass der geplante Fördermechanismus, „Depletion Drive“ oder natürliche Entleerung der Reservoirs, angemessen ist. Die dänische Energiebehörde geht außerdem davon aus, dass die vorhandenen Produktionsbohrungen die Reservoirsegmente 1–3 ausreichend entleeren können, sofern die Bohrlöcher erwartungsgemäß Zugang zum gesamten Segment haben.

Der Rahmen für die Abnahmevereinbarung mit dem Lizenznehmer von Syd Arne sieht vor, dass NGL aus technischen und wirtschaftlichen Gründen in den ersten 1 bis 5 Jahren der Produktion vom Öl getrennt und zum Teil in eine der Bohrlöcher des Syd Arne-Feldes eingespeist werden muss und zum Teil als Treibstoff in den Syd Arne-Anlagen verwendet wird. Es wird erwartet, dass die Einspeisung von NGL zu einem Ressourcenverlust von fast 2 % der gesamten Reserven führen wird. Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass INEOS alternative Lösungen ausreichend erläutert hat, einschließlich der Behandlung von NGL an Land, des Transports von Gas außerhalb der Spezifikation zur weiteren Behandlung in Nybro und der Begrenzung der anfänglichen Produktionsrate auf ein Maximum von [REDACTED] Tonnen/Tag.



Die dänische Energiebehörde hat außerdem eine Bewertung der genannten technischen Alternativen sowie deren wirtschaftlichen Folgen durchgeführt und kommt auf dieser Grundlage zu dem Schluss, dass die gewählte Lösung angemessen ist.

Die gewählte Strategie für das Reservoir-Management und die Produktion des Feldes wurde in ähnlichen Feldern mit Erfolg eingesetzt und wird als ausreichend angesehen.

3.3.1. Energieeffizienz und Abfackeln

Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass bei der Entwicklungsplanung besonders auf eine optimierte Energieeffizienz und eine Beschränkung beim Abfackeln auf das unbedingt Notwendige Wert gelegt wurde, um unnötige Ressourcenverschwendung nach Möglichkeit zu vermeiden. In ihrer Bewertung hat die dänische Energiebehörde auch darauf hingewiesen, dass INEOS im Entwicklungsplan für die Produktion in Hejre darauf abzielt, im Normalbetrieb nur einen sehr begrenzten Einfluss auf den Kraftstoffverbrauch und das Abfackeln auf den Anlagen in Syd Arne zu haben.

3.4. Bohrlochstatus und-Aktivitäten

Die drei für die Produktion vorbereiteten Bohrlöcher müssen vor der Produktion perforiert und gereinigt werden. Die Wahl des Bohrlochdesigns wird im Entwicklungsplan für das Hejre-Feld von 2011³⁰ erläutert und gilt als bevorzugte Lösung, da sie die Risiken während der Bohrung und der anschließenden Produktion am besten ausbalanciert.

Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass der Plan zur Perforation der Bohrlöcher im Vergleich zum Entwicklungsplan für das Hejre-Feld aus dem Jahr 2011 unverändert ist, und kommt weiterhin zu dem Schluss, dass der beschriebene Einsatz geeigneter Spezialausrüstung die mit der Perforation und der zukünftigen Sandproduktion verbundenen Risiken ausreichend verringert.

3.5. Anlagen-, Prozess- und Kapazitätsverhältnisse

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass die Kapazitätsbedingungen für die Förderung des Hejre-Feldes ausreichend sind. Das angeforderte Produktionsprofil ist im Rahmen der vorhandenen Kapazität der Anlagen in Syd Arne geplant, die auch die Produktion der Felder Solsort bzw. Syd Arne aufnehmen müssen.

Was den gewählten Entwurf des Projekts betrifft, muss INEOS vor der endgültigen Investitionsentscheidung (FID) und spätestens bis zum 1. Juni 2025 dokumentieren, dass die geplanten Kapazitätserweiterungen im endgültigen Entwurf enthalten sind, damit das umliegende Potenzial über Hejre gewonnen werden kann (gemäß dem Beschluss, siehe Bedingung 4). Die Begründung für die Festlegung des Zeitpunkts für die Übermittlung der Unterlagen auf spätestens den 1. Juni 2025 wird in Abschnitt 1.10.3 behandelt.

Darüber hinaus weist die dänische Energiebehörde darauf hin, dass wesentliche Änderungen und Ergänzungen eines genehmigten Plans für Fördertätigkeiten vor ihrer Umsetzung von der dänischen Energiebehörde genehmigt werden müssen, vgl. § 10, Abs. 3 des UL.

³⁰ Beschluss über die Genehmigung des Entwicklungsplans und der Förderung für das Hejre-Feld vom 6. Oktober 2011.



Gemäß § 14 des UL wird der Zeitpunkt für den Beginn der Förderung frühestmöglich, spätestens jedoch auf den 1. Februar 2028 festgelegt, vgl. § 14 des UL, siehe auch Bedingung 6.

Auf der Grundlage der Informationen in den Antragsunterlagen und ergänzender Informationen in der Parteienanhörung hält die dänische Energiebehörde es für realistisch, dass das Projekt im Zeitfenster für die Offshore-Installation im Jahr 2027 abgeschlossen werden kann und die Förderung daher spätestens am 1. Februar 2028 beginnen muss.

Was die Bestimmung der Menge an Kohlenwasserstoffen betrifft, die gewonnen werden dürfen, wird die dänische Energiebehörde diese gemäß den beantragten Produktionsprofilen für Zeiträume von in der Regel 12 Monaten Dauer und mindestens für Zeiträume von 6 Monaten Dauer festlegen, vgl. § 15 des UL, siehe auch Bedingung 7.

Bis zum 1. Juli 2028 kann INEOS Kohlenwasserstoffe gemäß den beantragten Produktionsprofilen fördern, die im Antrag für das vorliegende Projekt angegeben sind. Die Festlegung dieses Zeitpunkts ist eine Folge der Festlegung des Zeitpunkts für den Beginn der Förderung und der Sicherstellung der Einhaltung der Festlegung von Zeiträumen für die Menge der Gewinnung von Kohlenwasserstoffen.

Die Festlegung dieses Datums auf den 1. Juli 2028 ist eine Folge des Zeitpunkts für den Beginn der Förderung, vgl. Bedingung 6, und des Zeitpunkts für die übliche Festlegung von Produktionsprofilen mit einer Dauer von 12 Monaten durch die dänische Energiebehörde.

3.5.1. Zugangsvereinbarung für Dritte

Am 28. Dezember 2023 erhielt die dänische Energiebehörde das „Final Term Sheet“ mit der endgültigen Zugangsvereinbarung für Dritte von Hejre zu den Anlagen in Syd Arne.

Zugangsvereinbarungen für Dritte müssen der dänischen Energiebehörde spätestens acht Tage nach ihrem Abschluss zur Genehmigung vorgelegt werden. Die Produktion aus dem Hejre-Feld darf erst dann aufgenommen werden, wenn die dänische Energiebehörde eine Vereinbarung über die Nutzung von Anlagen auf dem Syd Arne-Feld für die Verarbeitung und den Export der Produktion aus dem Hejre-Feld genehmigt hat, vgl. § 16, Abs. 3 des UL. Siehe Bedingung 2. Zweck der Bedingung ist es sicherzustellen, dass der Zugriff Dritter und die Produktion von Hejre zu angemessenen Bedingungen erfolgt.

3.5.2. Stilllegung der Anlage

Im Zusammenhang mit dem Entwicklungsantrag wurde ein aktualisierter Stilllegungsplan eingereicht, der die bestehenden Anlagen auf dem Hejre-Feld sowie das im Entwicklungsplan Beschriebene umfasst. Die Genehmigung des Stilllegungsplans durch die dänische Energiebehörde erfolgt in einem gesonderten Beschluss gemäß § 32 a, Abs. 2 des UL.

Die dänische Energiebehörde kann INEOS gemäß einem von der dänischen Energiebehörde festgelegten Zeitplan anweisen, Anlagen usw. ganz oder teilweise zu entfernen, unabhängig davon, ob sie INEOS oder anderen gehören, und die der



Staat nicht übernehmen will, wenn die Genehmigung durch Ablauf, Aufgabe, Erlöschen oder Widerruf erlischt, vgl. § 37, Abs. 1 und 6, in der Genehmigung Nr. 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, Dezember 1989.

In Fortsetzung hiervon und gemäß § 33 des UL kann die dänische Energiebehörde INEOS anweisen, von dieser Genehmigung erfasste Anlagen usw. nach Nutzungsende ganz oder teilweise zu entfernen, vgl. auch Bedingung 3.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Bedingung u.a. sicherstellen soll, dass Dänemark internationalen Verpflichtungen nachkommen kann, darunter, aber nicht darauf beschränkt, der „IMO-Empfehlung zu Leitlinien für die Entfernung von Offshore-Anlagen und -Einrichtungen auf dem Festlandsockel und in der Wirtschaftszone“ und „OSPAR Decision 98/3 on the disposal of disused offshore installations“.

3.6. Kosten und Organisation

3.6.1. Technische und finanzielle Leistungsfähigkeit

Bei INEOS ist die Arbeit an der Entwicklung des Hejre-Feldes in einer Projektorganisation verankert, die sich ausschließlich diesem Projekt widmet. Mehrere der Schlüsselmitarbeiter sind seit seiner Gründung mit dem Hejre-Projekt vertraut. Die dänische Energiebehörde hat Unterlagen erhalten, aus denen hervorgeht, dass die Mitarbeiter der Projektorganisation Erfahrung mit der Entwicklung und dem Betrieb eines Reservoirs unter hohem Druck und hoher Temperatur haben.

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass INEOS die notwendige Organisation für die Durchführung der Hejre-Entwicklung geplant hat und über die erforderliche technische Kapazität verfügt, um die bevorstehenden Phasen der Hejre-Entwicklung, den anschließenden Betrieb und die Produktion durchzuführen.

Unter anderem auf der Grundlage des Finanzjahresabschlusses für 2022 kommt die dänische Energiebehörde auch zu dem Schluss, dass die jährliche Bewertung der finanziellen Leistungsfähigkeit von INEOS durch die dänische Energiebehörde zufriedenstellend ist. Die Beurteilung basiert darauf, dass

die garantierende Muttergesellschaft „[REDACTED]“ über eine zufriedenstellende finanzielle Leistungsfähigkeit verfügt, da die Muttergesellschaft zwei Tochtergesellschaften im direkten Besitz hat - „[REDACTED]“ og „[REDACTED]“, die nach Einschätzung der dänischen Energiebehörde beide über eine zufriedenstellende finanzielle Leistungsfähigkeit verfügen.

Die Beurteilung der finanziellen Leistungsfähigkeit durch die dänische Energiebehörde muss unter Berücksichtigung aller künftigen Phasen des Projekts, einschließlich der Kosten für die Abwicklung, erfolgen.

3.6.2. Wirtschaftliche Aspekte des Projekts

Anhand der Angaben des Entwicklungsplans und einem Cashflow beurteilt die dänische Energiebehörde die Finanzierung des Hejre-Projekts als zufriedenstellend. Diese Beurteilung umfasst unter anderem die Bedingung, dass die Gesamtkosten durch die Erweiterung des Hejre-Projekts gesenkt werden, u.a. durch Nutzung des



Zugriffs Dritter auf bestehende Infrastruktur und Nutzung von auf i Kapazitäten den Syd Arne-Einrichtungen. Daraus ergibt sich ein positiver Kapitalwert [REDACTED]

3.7. Steuerliche Messung und Aufteilung

Anträge auf Genehmigung des Systems zur steuerlichen Bemessung und Aufteilung werden gesondert bearbeitet. Die Energiebehörde sieht es als zweckdienlich an, festzulegen, dass die Förderung von Hejre erst dann aufgenommen werden darf, wenn sie die Genehmigung für das steuerliche Messsystem erteilt hat, siehe Bedingung 1. Die Bedingung muss sicherstellen, dass die dänische Energiebehörde vor Beginn der Produktion sicherstellt, dass das steuerliche Messsystem für die qualitative und quantitative Messung der Kohlenwasserstoffe aus der Produktion des Hejre-Feldes ordnungsgemäß eingerichtet ist und dass es die produzierten Kohlenwasserstoffe ausreichend genau messen kann. vgl. auch § 24 der Genehmigung 5/98.

3.8. Umliegende Prospektivität

[REDACTED]

[REDACTED]

3.9. Erhebliche Auswirkungen des Projekts auf die Umwelt

3.9.1. Prüfung nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung

3.9.1.1. Das überarbeitete Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld

Die dänische Energiebehörde hat den Umweltverträglichkeitsbericht geprüft und ist der Meinung, dass der Bericht die Anforderungen von § 20 des ML erfüllt.

Die dänische Energiebehörde hat eine Prüfung der Bedeutung der festgestellten Auswirkungen vorgenommen. Dazu gehört auch eine Prüfung der Informationen, die INEOS in den Antragsunterlagen vorgelegt hat, einschließlich des Umweltverträglichkeitsberichts, der enthaltenen Wesentlichkeitsanalyse und Prüfung der Arten des Anhangs IV gemäß den Lebensraumrichtlinien und der Bewertung gemäß dem Meeresstrategiegesetz, sowie Anhörungsantworten der betroffener Behörden.



Auf der Grundlage der Informationen in den Antragsunterlagen hat die dänische Energiebehörde eine Reihe von Auswirkungen ermittelt, die potenziell erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt haben können.

Die Prüfung der Auswirkungen auf Natura-2000-Gebiete und sekundäre Anhang-IV-Arten durch die dänische Energiebehörde ist ebenfalls in Abschnitt 3.9.2 dargestellt: "Prüfung gemäß der Verordnung über Offshore-Lebensräume".

Nach einer Gesamtbewertung des verfügbaren Materials, einschließlich der Stellungnahmen im Rahmen der Anhörung und deren Beantwortung, befindet die Energiebehörde, dass die Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgreich abgeschlossen wurde, einschließlich einer abgeschlossenen Anhörung der Öffentlichkeit auf nationaler Ebene bzw. im ESPOO-Rahmen.

3.9.1.1.1. Einleitungen ins Meer

Was die Einleitung von Chemikalien ins Meer betrifft, stellt INEOS einen Bericht über die damit verbundenen geplanten Einleitungen während Bauphase, Betriebsphase und Stilllegungsphase des Projekts zur Verfügung.

Es scheint, dass INEOS die Auswirkungen von Einleitungen für alle gelben Chemikalien modelliert hat und dass Schätzungen von Risikoindikatoren für negative Umweltauswirkungen (PNEC und PEC/PNEC-Verhältnis) gemäß den OSPAR-Richtlinien berechnet wurden. Es wurde keine Modellierung der Einleitung grüner oder roter Chemikalien durchgeführt.

Aus den Berechnungen der Einleitungen sowohl in der Bau- als auch in der Betriebs- und Stilllegungsphase ist folgendes ersichtlich: die maximale Entfernung für Effekte, bei denen das PEC/PNEC-Verhältnis 1 überschreitet, beträgt 5.000 m und hat eine typische Dauer von bis zu 24 Stunden pro Einleitungsaktivität. Es gibt auch Einleitungen, die bis zu 10 Tage dauern.

Wenn während der Betriebsphase die Einspeisungskapazität der Anlagen in Syd Arne überschritten wird, kommt es unter Umständen zu einer täglichen Freisetzung von unter anderem einem Wachsinhibitor mit einer möglichen schädlichen Wirkung von bis zu 5.000 m, wo das PEC/PNEC-Verhältnis den Wert 1 überschreitet.

Die dänische Energiebehörde stellt außerdem fest, dass ölbasierte Bohrspäne und ölbasierter Bohrschlamm zur Wiederverwertung oder Entsorgung an Land transportiert werden, und dass im Zusammenhang mit der Bauphase keine roten Chemikalien freigesetzt werden. Jedoch ist geplant, dass während der Betriebs- und Stilllegungsphase rote Chemikalien freigesetzt werden.

Auf der Grundlage des oben Beschriebenen geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass die Auswirkungen von Einleitungen in allen Projektphasen aufgrund der kurzen Dauer der Einleitungen und der Eigenschaften der Chemikalien im Allgemeinen ein unbedeutendes bis geringes Umweltrisiko darstellen. Abhängig vom Zeitpunkt der geplanten Freisetzung roter Chemikalien während der Betriebsphase des Projekts können jedoch Auswirkungen auf Zooplankton, Fischeier und Fischlarven nicht ausgeschlossen werden. Insbesondere für die Fischeier von gefährdeten Kabeljaupopulationen könnte eine Freisetzung von Chemikalien während der Laichzeit eine schädliche Auswirkung



und somit ein erhebliches Risiko für die Bevölkerung bedeuten³¹. In diesem Zusammenhang weist die dänische Energiebehörde darauf hin, dass INEOS in Kapitel 19 des Umweltverträglichkeitsberichts beschreibt, dass das Unternehmen bestrebt sei, die Menge der verwendeten Chemikalien zu reduzieren und Chemikalien auszuwählen, die als grün oder gelb eingestuft sind, um schädliche Umwelteinflüsse zu reduzieren. INEOS erklärt außerdem, dass für die Betriebsphase des Projekts ein Umweltüberwachungsprogramm für das Hejre-Feld eingerichtet wird, das zusammen mit dem bereits eingerichteten Überwachungsprogramm für das Syd-Arne-Feld unter anderem Folgendes überwachen wird: die Menge des eingeleiteten Produktionswassers, CO₂-Emissionen, NO_x-Emissionen, der Gehalt an radioaktiven Stoffen im abgeleiteten Produktionswasser, der Ölgehalt im Produktionswasser sowie die allgemeine Menge der verwendeten Chemikalien. Es ist zu beachten, dass Einleitungen ins Meer durch Vorschriften im Zuständigkeitsbereich des Umweltministeriums abgedeckt sind und dass INEOS daher fortlaufend Einleitungsgenehmigungen bei der Umweltbehörde beantragen muss.

Bei der Bewertung der mit Einleitungen verbundenen Auswirkungen in allen Projektphasen hat die dänische Energiebehörde besonderen Wert darauf gelegt, dass die dänische Umweltschutzbehörde keine weiteren Kommentare zur Reaktion von INEOS auf die Kommentare der dänischen Umweltschutzbehörde zu den Emissionen des Projekts abgegeben hat. Aus der Antwort von INEOS geht unter anderem hervor, dass das Unternehmen bei der dänischen Umweltschutzbehörde die Genehmigung zur Verwendung und Einleitung der im Umweltverträglichkeitsbericht aufgeführten Chemikalien beantragen wird.

Darüber hinaus hat die dänische Energiebehörde besonderen Wert darauf gelegt, dass INEOS während der Betriebsphase, in der eine Einspeisung des produzierten Wassers in das Syd-Arne-Feld nicht möglich ist, das produzierte Wasser aus Hejre nur über die Syd-Arne-Anlagen ableitet.

3.9.1.1.2. Sedimentausbreitung

Was die Ausbreitung von Sedimenten im Zusammenhang mit der Verlegung der Pipeline und des Versorgungskabels betrifft, erklärt INEOS, dass die Umweltauswirkungen lokal begrenzt und von kurzer Dauer sein werden. Auf dieser Basis schätzt INEOS ein, dass das damit verbundene Umweltrisiko unbedeutend sein wird.

Die dänische Energiebehörde schätzt, dass die Auswirkungen der Verlegung der Pipeline und des Versorgungskabels auf die Sedimentausbreitung unbedeutend sein werden. Ihre Bewertung stützt die Behörde darauf, dass INEOS andere relevante Studien und Ergebnisse in seine Bewertung einbezogen hat, darunter Basisstudien aus dem Hejre-Feld und dem Syd-Arne-Feld sowie Ergebnisse aus Berechnungen zur Sedimentausbreitung, die im Zusammenhang mit der Schließung von Baltic Pipe in der Nordsee durchgeführt wurden.

Die Baltic-Pipe-Studie zeigt, dass sich das Sediment nahe der Baugrube in einer 75 mm dicken Schicht auf dem Meeresboden absetzt. Ab einer Entfernung von 50 Metern von der Ausgrabung wird die Schicht neu gebildeter Sedimente auf dem Meeresboden immer dünner, während die Studie auch zeigte, dass sich sehr feine Partikel über eine Fläche von bis zu 500 Metern ausbreiten können und sich in einer Schicht von 0,6 mm auf dem Meeresboden etablieren. Die Untersuchung im Hejre-Feld ergab, dass die

³¹ Die im Umweltverträglichkeitsbericht enthaltene Darstellung der Auswirkungen im Zusammenhang mit der Betriebs- und Stilllegungsphase des Projekts umfasst auch die Lunde-Bohrung.



Schadstoffkonzentrationen (PAK, THC, NPD und Schwermetalle) niedrig waren und unter den OSPAR-Bewertungskriterien für Sedimentverschmutzung lagen, ebenso wie sich die Schadstoffkonzentrationen in Proben aus Hejre und einer Referenzstation 15 km nördlich von Hejre nicht unterschieden. Die Untersuchung im Syd-Arne-Feld ergab ebenfalls, dass die Konzentrationen von PAK und Schwermetallen unter den dänischen Zielen und unter den im Rahmen der Schirmherrschaft von HELCOM festgelegten Zielen lagen. Im Syd-Arne-Feld ergab die Untersuchung jedoch, dass die Bariumkonzentration im Durchschnitt höher war als die potenziell toxischen Konzentrationen, dass die Konzentration jedoch mit steigender Entfernung zur Plattform abnahm. INEOS erklärt, dass Barium nicht als giftig gilt und dass es keine definierten Bewertungskriterien für Barium gibt.

In ihrer Bewertung hat die dänische Energiebehörde auch betont, dass INEOS hinreichend erklärt, dass die Auswirkungen auf die benthische Fauna und die Fischarten, einschließlich Eiern und Larven, keine signifikanten und messbaren Auswirkungen auf die Bestände darstellen werden, da die Störung vorübergehender Art, kurzlebig und auf einen kleinen Bereich rund um die Pipeline-Trasse beschränkt sein wird.

INEOS hat in der Parteianhörung erklärt, dass im Zusammenhang mit der Voruntersuchung entlang der beiden möglichen Pipeline-Routen Vibrocores und Cone Penetration Tests (CPT) durchgeführt werden. INEOS beschreibt, dass entlang jeder der beiden möglichen Pipeline-Routen alle 2 km drei Vibrocores und drei Cone Penetration Tests (CPT) durchgeführt werden. Aufgrund der Art dieser geotechnischen Tests geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass diese keine wesentlichen Auswirkungen auf die Umwelt haben werden.

3.9.1.1.3. Steinverlegung

Was den Schutz der Pipeline und des Versorgungskabels betrifft, erklärt INEOS, dass Steine und Betonmatratzen ausgelegt werden, um die Pipeline und das Versorgungskabel sowohl zu schützen als auch zu stabilisieren.

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass die Verwendung von im Meer abgebauten Steinen möglicherweise nicht-heimische Pflanzen- und Tierarten in die Nordsee einschleppen könnte, je nachdem, wo die Steine konkret abgebaut werden. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass die Verlegung von Steinen erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt haben kann.

Die dänische Energiebehörde hält es daher für erforderlich, sicherzustellen, dass die verwendeten Steine an Land abgebaut werden, und schreibt daher Bedingung 9 vor, wonach zur Stabilisierung und zum Schutz von Pipelines und Versorgungskabeln nur Steine verwendet werden dürfen, die an Land abgebaut wurden.

INEOS hat spätestens 4 Wochen vor Beginn der Verlegung der Steine einen Nachweis über die Herkunft des Materials und eine etwaige Vorverwendung, z.B. in Form einer Quittung oder eines gleichwertigen Nachweises mit diesen Angaben, einzureichen.

3.9.1.1.4. Unterwasserlärm



Was den Unterwasserlärm betrifft, erklärt INEOS, dass es sich bei den beiden Arten von Unterwasserlärm, die mit den beantragten Arbeiten verbunden sind, um Impulslärm und Dauerlärm ohne Impulscharakter handelt. Der Impulslärm wird mit der Voruntersuchung der Pipeline-Route in Verbindung gebracht, in der INEOS die Umsetzung vorbeugender Maßnahmen erläutert hat, um sicherzustellen, dass Meeressäugern kein Schaden entsteht.

Im Hinblick auf Auswirkungen auf Meeressäugetiere kann die dänische Energiebehörde nicht ausschließen, dass die geplanten Voruntersuchungen vor der Errichtung der Pipeline und des Versorgungskabels zu einer vorsätzlichen Störung von Meeressäugetieren führen könnten. INEOS muss daher – gemäß Abschnitt 19.6 des Umweltverträglichkeitsberichts – die Arbeiten gemäß den Standardbedingungen der dänischen Energiebehörde für Offshore-Voruntersuchungen durchführen, vgl. Bedingung 8. Dies bedeutet unter anderem, dass die Soft-Start-Phase mindestens 20 Minuten vor dem Einsatz der in Abschnitt 3.1 des Beschlusses genannten geophysikalischen Geräte (bei voller Quellenleistung) liegen muss.

INEOS gibt in der Parteianhörung, siehe Abschnitt 1.10.3, an, dass der emittierte Impulsschall aus der geplanten Voruntersuchung einen Schalldruckpegel zwischen 172 dB und 200 dB haben wird, was zu einem exponierten Schallpegel („sound exposure level“) zwischen 157 dB bei $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ und 192 dB bei $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ führt. Tabelle 8-19 zeigt, dass Schadensschwellenwerte für exponierten Schall für Auswirkungen auf Fische sowie Fischeier und Fischlarven 174 dB re $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ und 187 dB re $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ für einen einzelnen Schallimpuls und 204 dB re $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ und 207 dB re betragen $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ für kumulative Schalleffekte mehrerer Schallimpulse betragen.

Auf dieser Grundlage stellt die dänische Energiebehörde fest, dass nicht ausgeschlossen werden kann, dass im Zusammenhang mit der Durchführung der Voruntersuchung die Schadensschwellenwerte für Fische überschritten werden. Die Behörde geht daher davon aus, dass die angewandten Arbeiten nur geringfügige und begrenzte Auswirkungen auf Fische, einschließlich Fischeier und Fischlarven, haben werden. In ihrer Bewertung betont die Behörde, dass die Arbeiten, bei denen Impulslärm emittiert wird, in einem geografisch begrenzten Gebiet stattfinden werden, das als sieben Linien von 25 bis 30 km beschrieben wird, und dass die Dauer der Arbeiten relativ kurz sein und innerhalb von zwei Wochen abgeschlossen sein wird.

Darüber hinaus geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass das Hinzufügen der Voruntersuchungen zu den geotechnischen Studien sowie der Zeitraum und die Dauer der Voruntersuchungen keine wesentliche Projektänderung darstellen und dass die Änderung keine weiteren erheblichen Auswirkungen auf die Umwelt haben wird.

Darüber hinaus ist die dänische Energiebehörde der Ansicht, dass keine Notwendigkeit besteht, die Dauer der eingestellten Soft-Start-Phase von 20 Minuten zu ändern, vgl. Bedingung 8. Dies liegt daran, dass die Soft-Start-Phase von mindestens 20 Minuten immer noch ausreicht, um sicherzustellen, dass Schweinswale außerhalb der TTS-Auswirkungsdistanz schwimmen können.

3.9.1.1.5. Emissionen in die Luft

INEOS beschreibt, dass die Gesamtemissionen während des Baus, des Betriebs und der Stilllegung des Hejre-Feldes als begrenzt und relativ gering eingeschätzt werden.



Was die Luftemissionen anbelangt, schätzt die dänische Energiebehörde, dass die Emissionen ungeachtet des relativ begrenzten Ausmaßes der Emissionen zur globalen Erwärmung beitragen werden. Die dänische Energiebehörde hält daher den Beitrag zu den kumulierten globalen Emissionen für sehr begrenzt. Auf dieser Basis ist die Behörde der Auffassung, dass die Umweltauswirkungen, die mit den Emissionen in die Luft aus dem beantragten Projekt verbunden sind, einen geringfügigen Beitrag darstellen und zu begrenzten Auswirkungen auf die Umwelt führen werden³².

Ihrer Bewertung legt die dänische Energiebehörde die Tatsache zugrunde, dass INEOS erklärt hat, das Niveau der Emissionen (aus der Produktion) in der Betriebsphase des Projekts nach dem Anschluss von Hejre würde ungefähr auf dem gleichen Niveau bleiben wie vor dem Anschluss. In diesem Zusammenhang bezieht sich die Behörde ebenfalls darauf, dass INEOS auch erklärt hat, dass die mit dem Betrieb verbundenen Emissionen aus den Anlagen in Syd Arne stammen und unter den im Umweltverträglichkeitsbericht von Syd Arne aus dem Jahr 2006 festgelegten Grenzwerten bleiben werden. Die Behörde ist außerdem der Ansicht, dass die Emissionen von SO_x und NO_x aufgrund der großen Entfernung vom Projektgebiet zum Land unbedeutende Auswirkungen haben werden.

3.9.1.1.6. Kumulative Einflüsse

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass im Zusammenhang mit dem beantragten Projekt in der Bauphase keine erheblichen kumulativen Auswirkungen zu erwarten sind, da die Entfernung zu anderen Aktivitäten rund um das Hejre-Feld relativ groß ist und die Auswirkungen des beantragten Projekts lokal und kurzlebig sind.

Was die Betriebsphase des Projekts betrifft, geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass keine erheblichen kumulativen Auswirkungen zu erwarten sind, da das produzierte Wasser aus dem Hejre-Feld nur dann über die Syd Arne-Anlagen abgeleitet wird, wenn das Einspeisen des produzierten Wassers in Syd Arne nicht möglich ist, und da die Dauer der Einleitungen nur von kurzer Dauer ist und etwaige Auswirkungen vorübergehend sind.

Beim Bau, Betrieb und der Stilllegung des Hejre-Projekts werden sowohl mit dem Betrieb als auch mit der Arbeit Emissionen verbunden sein. INEOS beschreibt, dass die Gesamtemissionen während des Baus, des Betriebs und der Stilllegung des Hejre-Feldes als begrenzt und relativ gering eingeschätzt werden. Vor diesem Hintergrund geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass die Emissionen aus Hejre im Zusammenhang mit Bau und Stilllegung sowie aus den Syd-Arne-Anlagen im Zusammenhang mit dem Betrieb einen sehr begrenzten Beitrag zu den gesamten globalen Emissionen darstellen und daher nicht ausschlaggebend für einen signifikanten kumulativen Einfluss sein werden³³.

3.9.1.1.7. Gesamtbewertung

Auf dieser Grundlage kommt die dänische Energiebehörde zu dem Schluss, dass das überarbeitete Entwicklungsprojekt für das Hejre-Feld in der Nordsee ohne nennenswerte Auswirkungen auf die Umwelt durchgeführt werden kann, wenn die Rahmenbedingungen für die Entwicklung und den Betrieb des Projekts wie im

³² Die im Umweltverträglichkeitsbericht enthaltene Darstellung der Emissionen im Zusammenhang mit der Betriebs- und Stilllegungsphase des Projekts umfasst auch die Lunde-Bohrung.

³³ Die im Umweltverträglichkeitsbericht enthaltene Darstellung der Emissionen im Zusammenhang mit der Betriebs- und Stilllegungsphase des Projekts umfasst auch die Lunde-Bohrung.



eingereichten Antrag vom 23. Dezember 2022, dem dazugehörigen Umweltverträglichkeitsbericht vom Juni 2023 und ergänzenden im Zusammenhang mit der Parteienanhörung eingegangenen Informationen beschriebenen Umstände und die Bedingungen der Genehmigung eingehalten werden.

3.9.1.2. Die bestehenden Anlagen auf dem Hejre-Feld

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass INEOS die bestehenden Anlagen in Hejre und die damit verbundenen Umweltauswirkungen ausreichend beschrieben und bewertet hat.

Die dänische Energiebehörde schätzt, dass der physische Fußabdruck der Hejre-Struktur auf dem Meeresboden eine unbedeutende Umweltbelastung darstellt. In dieser Bewertung bezieht sich die dänische Energiebehörde auf die Tatsache, dass die Größe des betroffenen Gebiets 40 x 60 Meter beträgt und daher im Verhältnis zur Umgebung unbedeutend ist.

Die dänische Energiebehörde geht außerdem davon aus, dass mit den bestehenden Anlagen auf dem Hejre-Feld keine weiteren erheblichen Auswirkungen verbunden sind. Bei der Bewertung hat die dänische Energiebehörde entscheidenden Wert darauf gelegt, dass seit dem Abschluss der ursprünglichen Bohrung im Jahr 2016 keine Produktions-, Bau- oder Bohraktivitäten stattgefunden haben. Daher kam es auch zu keinen Emissionen, Einleitungen ins Meer oder Abfallaufkommen.

3.9.2. Bewertung gemäß der Verordnung über Offshore-Lebensräume

Die dänische Energiebehörde hat die Antragsunterlagen geprüft und ist zu dem Schluss gekommen, dass die Darstellung der möglichen Auswirkungen auf internationale Naturschutzgebiete (Natura-2000-Gebiete) und die in Anhang IV Buchstabe a der Habitat-Richtlinie aufgeführten Arten angemessen ist, vgl. § 3, Abs. 2 und § 5, Abs. 3 der Verordnung über Offshore-Lebensräume.

Die dänische Energiebehörde hat eine Prüfung der Bedeutung der festgestellten Auswirkungen vorgenommen. Dazu gehört auch eine Prüfung der von INEOS im Antragsdossier gemachten Angaben, einschließlich des Umweltverträglichkeitsberichts und der inkludierten Wesentlichkeitsanalyse nach den FFH-Regeln, sowie Anhörungsantworten der betroffenen Behörden.

Die Energiebehörde schließt sich der Meinung an, dass die Aspekte im Zusammenhang mit der Projektdurchführung, die entweder allein oder in Kombination mit anderen Projekten erhebliche Auswirkungen auf potenziell betroffene Natura-2000-Gebiete und Anhang-IV-Arten haben können, Unterwasserlärm und eine potenzielle Ölpest sind.

Die dänische Energiebehörde stellt fest, dass die potenziell betroffenen Natura-2000-Gebiete folgende sind:

- Dänische Natura-2000-Gebiete: DK00VA348 Thyborøn stenvolde, DK00VA257 Jyske Rev, Lillefiskebanke, DK00VA340 Sandbanker ud for Thyborøn, DK00VA259 Gule rev, DK00VA258 Store rev, DK00VA301 Lønstrup Rødgrund, DK00FX112 Skagens Gren og Skagerrak, DK00EX023 Agger Tange og DK00VA347 Südliche Nordsee.



- Internationale Natura-2000-Gebiete: Die britische GB 0030352 Dogger Bank, die niederländische NL 2008-001 Doggerbank und die deutsche DE 1003-301 Doggerbank.

Die dänische Energiebehörde geht davon aus, dass das beantragte Projekt weder für sich genommen noch im Zusammenhang mit anderen Plänen oder Projekten erhebliche Auswirkungen auf die oben genannten internationalen Naturschutzgebiete haben wird, vgl. § 3, Abs. 1 der Verordnung.

Der obigen Bewertung legt die dänische Energiebehörde zugrunde, dass die Entfernung vom Hejre-Feld zum nächsten Natura-2000-Gebiet 49 km beträgt. Aufgrund dieser Entfernung dürfte der Unterwasserlärm aus der Bau- und Betriebsphase nur einen unbedeutenden Einfluss auf die Schutzziele für die Lebensraumtypen und Arten in den Natura-2000-Gebieten haben.

Die dänische Energiebehörde betont außerdem, dass das Risiko eines Blowout äußerst gering sei und dass die Auswirkungen auf den Erhaltungszustand der nächstgelegenen Natura-2000-Gebiete begrenzt seien, da das Öl aus einer möglichen Ölkatastrophe in einem schmalen Band in die Richtung der Oberflächenströmungen transportiert werde, wodurch die Wahrscheinlichkeit einer Beeinträchtigung der nächstgelegenen Natura-2000-Gebiete, die südlich des Projekts liegen, verringert wird. Darüber hinaus wird das Öl aus einer möglichen Leckage wahrscheinlich mit den vorherrschenden Meeresströmungen in nordöstlicher Richtung und damit weg von den nächstgelegenen Natura-2000-Gebieten transportiert.

Die dänische Energiebehörde ist daher der Auffassung, dass eine Habitat-Verträglichkeitsprüfung der Auswirkungen des Projekts nicht erstellt werden muss, vgl. § 3, Absätze 1 und 3 der Verordnung über Offshore-Lebensräume, da ausgeschlossen werden kann, dass das Projekt aufgrund der geplanten Tätigkeiten erhebliche Auswirkungen auf ein Natura-2000-Gebiet haben wird.

In Bezug auf den Schutz von Arten des Anhangs IV kann die dänische Energiebehörde nicht ausschließen, dass die geplanten Voruntersuchungen im Zusammenhang mit der Entkopplung von Pipelines und Versorgungskabel durch Generieren von Unterwasserlärm zu einer vorsätzlichen Störung des natürlichen Verbreitungsgebiets der Arten des Anhangs IV führen können, vgl. § 5, Abs. 1, Nr. 1 der Verordnung. INEOS muss daher – gemäß Abschnitt 19.6 des Umweltverträglichkeitsberichts – die Arbeiten gemäß den Standardbedingungen der dänischen Energiebehörden für Offshore-Voruntersuchungen durchführen, sodass die Soft-Start-Phase vor der Nutzung der in Abschnitt 3.1 des Beschlusses genannten geophysikalischen Ausrüstung (bei voller Quellenleistung) mindestens 20 Minuten betragen muss, siehe Bedingung 8.

Die dänische Energiebehörde kommt ferner zu dem Schluss, dass die Untersuchungen die Brut- oder Ruhegebiete im natürlichen Verbreitungsgebiet der Arten des Anhangs IV nicht beschädigen oder zerstören werden, vgl. § 5, Abs. 1, Nr. 2 der Verordnung über Offshore-Lebensräume.

Ihrer Bewertung legt die dänische Energiebehörde zugrunde, dass Unterwasserlärm im Zusammenhang mit dem beantragten Projekt vorübergehender Natur sein werden und dass INEOS die Arbeiten gemäß den Standardbedingungen der dänischen Energiebehörde für Offshore-Voruntersuchungen durchführen muss, vgl. Bedingung 8, wonach die angegebene Soft-Start-Phase mindestens 20 Minuten betragen muss, bevor mit dem Einsatz



der in Abschnitt 3.1 des Beschlusses genannten geophysikalischen Geräte bei voller Quellenleistung begonnen wird.

Die dänische Energiebehörde ist der Ansicht, dass keine Notwendigkeit besteht, die Dauer der festgelegten Soft-Start-Phase von 20 Minuten zu ändern, vgl. Bedingung 8, unabhängig von der im Zusammenhang mit der Parteienanhörung angegebenen Änderung der Voruntersuchung, siehe Abschnitt 1.10.3. Dies liegt daran, dass die Soft-Start-Phase von mindestens 20 Minuten immer noch ausreicht, um sicherzustellen, dass Schweinswale außerhalb der TTS-Auswirkungsdistanz schwimmen können.

In Bezug auf einen unbeabsichtigten Ölaustritt im Zusammenhang mit der Durchführung des Projekts geht die dänische Energiebehörde davon aus, dass keine Gefahr besteht, dass Arten des Anhangs IV im Gebiet der Nordsee beeinträchtigt werden. In ihrer Bewertung betont die dänische Energiebehörde, dass die Wahrscheinlichkeit eines Blowouts während eines unkontrollierten Ölaustritts, eines unkontrollierten Austritts von Gas aufgrund eines Blowouts und einer unkontrollierten Austritts aufgrund eines Pipeline-Bruchs äußerst gering ist. Die dänische Energiebehörde betont ferner, dass INEOS einen Notfallplan für Ölaustritte implementiert hat, der sicherstellen muss, dass jeder Ölaustritt so schnell wie möglich eingedämmt und abgemildert wird, vgl. Abschnitt 11.4 im Umweltverträglichkeitsbericht.

..

3.9.3. Bewertung nach dem dänischen Meeresstrategiegesetz („HL“)

Auf der Grundlage der Informationen in den Antragsunterlagen gelangt die dänische Energiebehörde zu der Einschätzung, dass die beantragten Arbeiten keine erheblichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt haben werden und dass die beantragten Arbeiten keinen Einfluss auf die Belastung, Kriterien oder Ziele für die 11 Deskriptoren in Anhang 2 des HL haben werden.

Ihre Bewertung basiert die dänische Energiebehörde darauf, dass der Umweltverträglichkeitsbericht eine Beschreibung und Bewertung der möglichen Auswirkungen auf die 11 Deskriptoren enthält, aus der hervorgeht, dass es für die 11 Deskriptoren keine bzw. geringe Auswirkungen geben wird.

In Bezug auf den Deskriptor 2 des HL (nicht-heimische Arten) ist die dänische Energiebehörde der Ansicht, dass die beantragten Tätigkeiten die festgelegten Umweltziele nicht beeinträchtigen oder das Erreichen oder die Aufrechterhaltung eines guten Umweltzustands für diesen Deskriptor behindern werden, da Bedingungen für die Verwendung von an Land geborgenen Gesteinen festgelegt wurden, vgl. Bedingung 9.

Darüber hinaus hat INEOS u.a. erklärt, dass es in Bezug auf Deskriptor 6 (Integrität des Meeresbodens), Ziel 6.2, keine Auswirkungen des Projekts auf relevante NOVANA-Überwachungsstationen geben wird. Bezüglich Deskriptor 8 (Schadstoffe) erklärt INEOS, dass durch die Verlegung der Pipeline möglicherweise Schadstoffe im Sediment mobilisiert werden könnten und dass die Schadstoffwerte aber unter den Schwellenwerten liegen, weshalb davon keine Auswirkungen auf die Umwelt zu erwarten seien.



Bezüglich Deskriptor 11 (Unterwasserlärm) wird auf Bedingung 8 verwiesen, wonach laute Arbeiten gemäß den Standardbedingungen der dänischen Energiebehörde für Offshore-Voruntersuchungen durchgeführt werden.

Die dänische Energiebehörde ist der Ansicht, dass keine Notwendigkeit besteht, die Dauer der festgelegten Soft-Start-Phase von 20 Minuten zu ändern, vgl. Bedingung 8, unabhängig von der im Zusammenhang mit der Parteienanhörung angegebenen Änderung der Voruntersuchung, siehe Abschnitt 1.10.3. Dies liegt daran, dass die Soft-Start-Phase von mindestens 20 Minuten immer noch ausreicht, um sicherzustellen, dass Schweinswale außerhalb der TTS-Auswirkungsdistanz schwimmen können.

Vor diesem Hintergrund ist die dänische Energiebehörde der Ansicht, dass Aktivitäten im Zusammenhang mit der Entwicklung und dem Betrieb des Hejre-Feldes die festgelegten Umweltziele nicht beeinträchtigen oder das Erreichen bzw. Aufrechterhalten eines guten Umweltzustands für die 11 Deskriptoren behindern werden.

4. Planungsgrundlage

Das beantragte Projekt betrifft Anlagen, die in dem in der Genehmigung Nr. 5/98 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen und in der Genehmigung Nr. 7/89 für die Exploration und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen sowie Etablierung einer Pipeline-Anlage festgelegten Gebiet errichtet wurden.

Das Projektgebiet liegt damit innerhalb des Gebiets Eo, das im maritimen Plan³⁴ als Entwicklungsgebiet für die Exploration und Gewinnung von Erdöl und Erdgas ausgewiesen ist.

Die dänische Energiebehörde ist daher der Auffassung, dass diese Entscheidung im Einklang mit § 14 des Gesetzes über die maritime Raumordnung ist³⁵.

5. Sonstige Bemerkungen

Im Zusammenhang mit dem Entwicklungsplan für das Hejre-Projekt hat INEOS auch eine Befreiung von der Anschlusspflicht an die Ölpipeline beantragt, vgl. § 2, Abs. 3 des Pipeline-Gesetzes³⁶ und zur Verlängerung der Genehmigungen 5/98 und 1/06³⁷.

Diese Anträge werden in gesonderten Beschlüssen behandelt.

Die konkreten Bohrlocharbeiten auf dem Hejre-Feld im Zusammenhang mit der Perforation der Bohrlöcher müssen von der dänischen Energiebehörde gemäß § 28, Abs. 3 des UL genehmigt werden.

Dieser Beschluss entbindet den Lizenznehmer nicht von der Einholung der ansonsten gesetzlich vorgeschriebenen Genehmigungen und Zulassungen.

³⁴ www.havplan.dk

³⁵ Gesetz über die maritime Raumordnung (*lov om maritim fysisk planlægning*), vgl. Verordnung Nr. 400 vom 4. April 2020.

³⁶ Gesetz über die Errichtung und Nutzung einer Pipeline zum Transport von Rohöl und Kondensat, vgl. Verordnung Nr. 200 vom 27. Februar 2024.

³⁷ Der Beschluss der dänischen Energiebehörde vom 13. Oktober 2023 - Beschluss über die Verlängerung der Hejre-Genehmigungen 5/98 und 1/06 vom 15. Oktober 2040 bis zum 14. Februar 2047 zum Zwecke der Gewinnung.



6. Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss können Sie vor der für Energierecht zuständigen Beschwerdekammer Einspruch einlegen: Energiklagenævnet, Toldboden 2, DK-8800 Viborg, ekn@naevneneshus.dk, vgl. § 37 a, Abs. 1 des UL. Gegen diese Entscheidung kann jeder, der ein nicht unerhebliches und individuelles Interesse hat, Beschwerde einlegen, vgl. § 37 a, Abs. 2.

Lokale und überregionale Verbände oder Organisationen, deren Hauptsatzungszweck der Natur- und Umweltschutz ist oder die aufgrund ihres Satzungszwecks wichtige Erholungsinteressen vertreten, sind in Bezug auf die Umweltaspekte zur Einlegung eines Einspruchs berechtigt, vgl. § 37a, Abs. 3 des UL. Diese Verbände oder Organisationen müssen der Beschwerdekammer spätestens im Zusammenhang mit dem Einspruch ihre Satzung vorlegen als Nachweis dafür, dass sie lokal oder überregional tätig sind und ihr Satzungszweck die genannten Anforderungen erfüllt.

Der Einspruch ist binnen 4 Wochen nach Mitteilung des Beschlusses schriftlich bei der Beschwerdekammer *Energiklagenævnet* einzureichen. Läuft die Frist für die Einlegung des Einspruchs an einem Samstag oder Feiertag ab, verlängert sich die Frist auf den darauffolgenden Werktag, vgl. § 37 a, Abs. 4 des UL.

Mit freundlichen Grüßen,

Martin Hansen

Anhänge

Anhang 1: Zusammenfassung — Nationale Stellungnahmen zur Anhörung

Anhang 2: Zusammenfassung – Stellungnahmen – Espoo-Verfahren

Anhang 3: Die Standardbedingungen der dänischen Energiebehörde für Offshore-Voruntersuchungen,

Anhang 4: Erklärung zur Erfüllung der Auflagen