

Bürgerinitiative Saubere Luft Ostfriesland e.V
Kloster-Langen-Straße 11
26723 Emden
09.12.2022

Aus der nun angestrebten Förderung von 13,4 Mrd. Nm³ Gas würden in der Folge CO₂-Emissionen von 17,4 Mio. Tonnen resultieren die die Klimakrise weiter verschärfen würden. Wenn man tatsächlich die geplante Fördermenge von 6 Millionen m³ Erdgas pro Tag erreichen würde, entspräche das einem CO₂-Ausstoß von 7764 Tonnen pro Tag.

Diese Emissionen sind dem Projekt voll anzurechnen!

Die Scope-3-Emissionen beschreiben Treibhausgasemissionen entlang der Wertschöpfungskette eines Unternehmens. Das Unternehmen, das das geförderte Gas am Markt verkauft, ist auch für die Emissionen verantwortlich. Somit sind diese Emissionen auch dem jeweiligen Projekt zuzurechnen.

Das Bezirksgericht in Den Haag hat 2021 in seinem Urteil zu Shell einen neuen Standard für Produzenten dieser Größenordnung hergeleitet, der die Scope-3-Emissionen solcher Betriebe außerhalb des sonst gültigen Fachrechts mitbewertet. Das Gericht leitet daraus die konkrete Verpflichtung für Unternehmen dieser Art ab sich in ihrem Wesen so zu transformieren, dass sie ihren CO₂ Ausstoß bis zum Jahr 2030 in der Größenordnung halbieren. Das Erschließen von neuen Gasfeldern und eine Gasförderung bis in die 2040er Jahre widerspricht eindeutig diesem Urteil.

Erwiderung:

Auf die themenbezogene Erwiderung „Bedarf und Klimaschutz“ (Dokument I) wird verwiesen.

Es besteht mittlerweile allgemeiner und wissenschaftlicher Konsens, auch auf Basis des Pariser Klimaabkommens und der Veröffentlichungen des IPCC, dass die Netto-CO₂-Emissionen bis 2050 auf null reduziert werden müssen. Wichtig ist auch die aktuelle Studie „Net Zero by 2050“, die von der Internationalen Energieagentur (IEA) veröffentlicht wurde. Die IEA argumentiert in der Studie, dass das Streben nach „Net Zero“ bis 2050 dazu führt, dass die Erschließung neuer Öl- und Gasfelder nicht mehr genehmigt werden kann (IEA, Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector, 2021, S. 20, <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>). Diese Studie untermauert auch unsere Ansicht, dass es angesichts des Klimawandels, der die grundlegenden Menschenrechte aus Art. 2 und 8 EMRK zu verletzen droht, keinen Raum für neue Gasförderung gibt. Auch die Tatsache, dass die Förderung bis 2060 genehmigt wurde, entgegen der Vorgabe einer Reduzierung auf null im Jahr 2050, steht in direktem Widerspruch zu den Plänen zur Bekämpfung des Klimawandels und steht auch im Widerspruch zu den Artikeln 2 und 8 EMRK.

Erwiderung:

Wie sich aus den Gasproduktionsprofilen für die einzelnen Strukturen (Anhang 7 des Rahmenbetriebsplans) ergibt, werden die Lagerstätten innerhalb von 15-20 Jahren, d. h. weit vor dem

Jahr 2050, weitgehend ausgefördert sein. Faktisch endet die Erdgasgewinnung ohnehin spätestens, wenn keine ausreichende Nachfrage nach Erdgas mehr besteht und die Fortsetzung der Produktion daher unwirtschaftlich wäre. Im Übrigen wird auf die themenbezogene Erwiderung „Bedarf und Klimaschutz“ (Dokument I) verwiesen.

Die Klimawirkungen wurden im UVB nicht bewertet. Das Fehlen einer angemessenen Beschreibung und Bewertung der Klimaauswirkungen des Projekts verstößt gegen Artikel 2 und 8 der Europäischen Menschenrechtskonvention.

Sicher ist, dass das Projekt einen negativen Beitrag zur weiteren Erderwärmung leisten wird. Diese Erwärmung ist eine sehr ernsthafte Bedrohung für die Menschheit weltweit und auch für die Gesundheit und das Leben der Einwohner der Niederlande und Deutschlands. Der Schutz des Rechts auf Gesundheit und ein sicheres Lebensumfeld sowie das Recht auf Leben werden zu Unrecht nicht in die Folgenabschätzung des Vorhabens und der dafür erteilten Genehmigungen und des Produktionsplans einbezogen.

Erwiderung:

Die Klimawirkungen des Vorhabens werden im UVP-Bericht entsprechend den rechtlichen Vorgaben dargestellt. Eine Betrachtung der beim Verbrauch des Erdgases verursachten Treibhausgasemissionen ist rechtlich nicht gefordert. Auf die themenbezogene Erwiderung „Bedarf und Klimaschutz“ (Dokument I) wird verwiesen.

Der Niedersächsische Landtag hat in einem Entschluss 2021 ebenfalls klar Stellung gegen die Erdgasförderung im Wattenmeer durch ONE-Dyas bezogen. [...] Viele klimatische Änderungen sind nicht reversibel. Klimakipppunkte werden schon in wenigen Jahren überschritten werden und die weltweiten Maßnahmen die geplant sind um die Emissionen zu reduzieren reichen nach Einschätzung der Wissenschaft und des Weltklimarates bei weitem nicht aus um das zu verhindern. Das Gleiche trifft auf die Klimaschutzbemühungen von Deutschland und den Niederlanden zu!

Angesichts dieser Sachlage ist für jedes fossile Projekt an erster Stelle zu prüfen ob es überhaupt in der Lage ist einen signifikanten Beitrag zur Entschärfung der momentanen Energiekrise zu leisten, sonst hat es zu unterbleiben.

Erwiderung:

Auf die themenbezogene Erwiderung „Bedarf und Klimaschutz“ (Dokument I) wird verwiesen.

Mit welchen Liefermengen ist zu rechnen?

Zunächst möchte man mit einer Fördermenge von 4 Millionen m³/Tag beginnen. Wenn in allen fünf Feldern Gas förderbar wird, kann sich die Fördermenge dann zukünftig auf bis zu 6 Millionen m³/Tag steigern. Das heißt, dass bei einer Aufteilung der Gasmenge zwischen Deutschland und den Niederlanden zu gleichen Teilen zunächst mit 730 Millionen m³/Jahr gerechnet werden könnte. Bei einem zu erwartenden jährlichen Gasverbrauch in Deutschland von ungefähr 100 Milliarden m³/Jahr entspräche das dementsprechend 0,73%. Diese Menge könnte die deutsche Abhängigkeit von anderen Gasimporten also nicht maßgeblich reduzieren.

Erwiderung:

Die Erdgasversorgung Deutschlands wird mit einer Vielzahl größerer und kleinerer Vorhaben gesichert. Die einheimische Förderung ist stark rückläufig. Importe sind wegen des Ausfalls russischer Lieferungen und der unzureichenden Kapazitäten für Pipelinegas und LNG begrenzt. In dieser Situation

leistet das Vorhaben einen substantiellen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit. Im Übrigen wird auf die themenbezogene Erwiderung „Bedarf und Klimaschutz“ (Dokument I) verwiesen.

Wann könnte dieses Gas nach Deutschland geliefert werden?

Nach sehr positiven Schätzungen von One-Dyas könnte man in 2024 mit den Lieferungen beginnen. Bundeswirtschaftsminister Habbeck geht davon aus, dass Deutschland ab Mitte 2024 von russischem Gas vollkommen unabhängig sein wird. Nach einer Untersuchung des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) kann die Versorgung mit Erdgas auch ohne russische Importe schon im laufenden Jahr und im kommenden Winter 2022/23 gesichert werden. Auch zeitlich gesehen kann das One-Dyas Projekt also keinen relevanten Beitrag zur Entspannung der derzeitigen Gasversorgungskrise liefern.

Erwiderung:

Die Abhängigkeit Deutschlands von Erdgasimporten wird 2024 nicht enden. Das Vorhaben wird bis zu dem für Mitte der 2040er Jahre vorgesehenen vollständigen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger einen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit leisten. Auf die themenbezogene Erwiderung „Bedarf und Klimaschutz“ (Dokument I) wird verwiesen.

Um die Gasförderung der Plattform CO2-frei durchführen zu können, soll die Plattform in der Produktionsphase elektrisch mit Strom aus dem Windpark Riffgat versorgt werden. Der Windpark Riffgat steht selbst in einem ökologisch sehr wertvollen Gebiet umgeben von Natura 2000 Gebieten. Seine Betriebsgenehmigung hat er an dieser Stelle auch nur bekommen, da die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen ein überwiegendes öffentliches Interesse darstellt. Da scheint es doch sehr fragwürdig ob der Strom der dort produziert wird der Genehmigung entsprechend überhaupt für die Förderung von klimaschädlichen fossilen Energieträgern verwendet werden darf.

Erwiderung:

Der im Offshore Windpark Riffgat erzeugte Strom unterliegt keinen Verwendungsbeschränkungen. Außerdem trägt das Vorhaben zur Sicherung der Energieversorgung und sowie durch seinen im Vergleich zu Importgas geringeren CO₂-Fußabdruck zur Erreichung der Klimaziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes bei. Auf die themenbezogene Erwiderung „Bedarf und Klimaschutz“ (Dokument I) wird verwiesen.

Der UVP-Bericht ist in vielen Punkten völlig unzureichend und kommt schon in der allgemeinverständlichen nicht-technischen Zusammenfassung zu falschen Bewertungen. [...] In der allgemeinverständlichen nicht-technische Zusammenfassung wird erläutert: „Die Beschreibung benthischer Lebensgemeinschaften erfolgt anhand öffentlich zugänglicher Literatur, Projekt- und Monitoringberichten. Auf eine zusätzliche eigenständige Erfassung wurde verzichtet.“ Aufgrund der Quellenauswahl und der fehlenden eigenständigen Erfassung kommt man dann zu dem Ergebnis: „Insgesamt gesehen ist den im Untersuchungsraum vorgefundenen benthischen Lebensgemeinschaften keine herausragende Bedeutung beizumessen.“ Dieses Ergebnis entspricht allerdings nicht der realen Situation. Der Bericht N05A-7-10-0-70044-01-02: Habitat Assessment Report - N05a Platform Area und N05A-7-10-0-70041-01-02 – Habitat Assessment Report - N05a-Riffgat OWF Cable Route Area liefert umfangreiche Daten zur Umgebung der nur 500 m von der deutschen Grenze gelegenen geplanten Plattformposition und dem deutschen Gebiet in dem die Kabeltrasse zum Windpark Riffgat OWF liegen soll. Auch dieser Bericht kommt zu dem Schluss, dass in dem Gebiet keine

besonders wertvollen Lebensraumtypen und Lebensgemeinschaften existieren. Er arbeitet in seiner Untersuchung allerdings mit den niederländischen Definitionen, und das sogar in den deutschen Gebieten. Natürlich muss mindestens für die deutschen Gebiete auf die nach Anhang I FFH-Richtlinie vorgesehenen LRT-Definitionen zurückgegriffen werden. Minister Althusmann hatte schon im Mai darauf hingewiesen, dass die Umweltprüfung nach den strengen deutschen Maßstäben durchzuführen sei. Anhand der geophysikalischen Daten kann man bei Anwendung der BfN-Kartieranleitung für „Riffe“ nach § 30 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 BNatSchG, FFH - Anhang I den Lebensraumtyp Code 1170 Riffe klar identifizieren. Sowohl im Nahfeld der geplanten Plattform Position als auch im direkt daran angrenzenden deutschen Bereich bis in den Bereich des Windparks Riffgat werden nach unseren Recherchen die Definitionen des LRT-Typs H1170 Riffe erfüllt. Sind an diesen Stellen Biotoptypen des nach § 30 geschützten Biotoptyps "Riffe" zu finden, genießen sie auch ohne in einem Schutzgebiet zu liegen den Veränderungsschutz nach FFH-Recht, so die Auskunft auf Nachfrage beim BfN.

Erwiderung:

Art und Umfang von Bestandserfassungen im Zuge geplanter Vorhaben sind von deren spezifischen Wirkfaktoren und daraus resultierenden möglichen Umweltauswirkungen einerseits und den jeweiligen Betroffenheiten des Naturhaushaltes andererseits abhängig. Untersuchungen müssen nicht durchgeführt werden, wenn von ihnen keine weiterführenden Erkenntnisse zu erwarten sind (BVerwG, Urteil vom 9.7.2008, 9 A 14.07). Untersuchungen quasi „ins Blaue hinein“ sind nicht veranlasst. Der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz wird verfehlt, wenn für ein wichtiges Infrastrukturvorhaben Anforderungen an die Bestandsaufnahme gestellt werden, die keinen für die Entscheidung über die Zulassung des Vorhabens wesentlichen Erkenntnisgewinn versprechen und außerhalb jedes vernünftigen Verhältnisses zu dem damit erreichbaren Gewinn für Natur und Umwelt stehen würden.

Das beantragte Vorhaben umfasst das Abteufen von Bohrungen in mehreren km Tiefe sowie die Förderung des Erdgases. Die damit verbundenen Umweltauswirkungen sind so gering, dass umfangreiche Bestandserfassungen, die über die Auswertung vorhandener Daten hinausgehen, zu keinem zusätzlichen Erkenntnisgewinn geführt hätten, auch vor dem Hintergrund der natürlichen Dynamik im marinen Lebensraum und der großräumigen Verbreitung der dort vorkommenden Arten und Biotope. Zum Zeitpunkt des vom LBEG vorgelegten vorläufigen Untersuchungsrahmens (31.05.2022) konnten die zu erwartenden Auswirkungen des Vorhabens bereits so umfassend prognostiziert werden, dass weitergehende Bestandserfassungen zur Klärung offener Fragen offenkundig nicht erforderlich waren.

Darüber hinaus werden die Vorgaben aus dem Leitfaden zur Umweltverträglichkeitsprüfung an Bundeswasserstraßen herangezogen¹. Dort heißt es auf Seite 44, dass grundsätzlich alle Schutzgüter bei der Beschreibung der Umwelt einzubeziehen sind, unabhängig von der Frage, ob mit (erheblichen) Auswirkungen des Vorhabens auf das jeweilige Schutzgut zu rechnen ist. Es müssen allerdings nicht alle Schutzgüter in der gleichen Detailtiefe beschrieben werden. Es kann ein Schwerpunkt auf die Schutzgüter gelegt werden, die voraussichtlich vom geplanten Vorhaben betroffen sein werden. Eine eingeschränkte Detailtiefe ist fachlich zu begründen. Ausführliche Begründungen, weshalb aus Sicht der Vorhabenträgerin auf eigene Felduntersuchungen verzichtet werden kann, sind den entsprechenden Unterkapiteln der Schutzgüter des UVP-Berichts (ARSU 2022) zu entnehmen.

Hinsichtlich der deutschen und niederländischen Definitionen von FFH-Lebensraumtypen bestehen geringfügige Unterschiede. Ein Abgleich der verwendeten Studien von Marine Space Ltd. (s. Anlagen 10 bis 12: Bewertungsberichte - Lebensräume) mit der aktuellsten kartografischen Darstellung der

¹ https://www.bafg.de/DE/01_Leistungen/01_Beratung/Themen/uvp-leitfaden/uvp-leitfaden.pdf?blob=publicationFile; aberufen am 13.02.2023

Sedimentverteilung und benthischen Lebensräume nach BMU (2018, Kap. 4.2.2, S. 94)² hat gezeigt, dass die räumliche Verbreitung des LRT Riffe in beiden Dokumenten dennoch deutliche Übereinstimmungen aufweist. Zudem wurden für den UVP-Bericht weitere Untersuchungsergebnisse, die explizit auf den Kartierschlüsseln für Biotoptypen in Niedersachsen (z.B. nach Drachenfels 20212) beruhen, herangezogen (s. UVP-Bericht, Kap. 19.3.2, S. 441 f.). Auf Grundlage aller dieser Ergebnisse wurden mögliche Vorkommen des gemäß § 30 BNatSchG geschützten Biotops "Riffe" im Untersuchungsraum ausdrücklich im UVP-Bericht nicht ausgeschlossen und entsprechend dargestellt (vgl. UVP-Bericht, Kap. 19.2.1.2, S. 257 ff.). Für sich genommen wird den benthischen Lebensgemeinschaften im Untersuchungsraum, repräsentiert durch die Fabulina-fabula-Gemeinschaft sowie die Goniadella-Spisula-Gemeinschaft, demnach zwar keine herausragende Bedeutung beigemessen. Eine hohe Bedeutung wird den benthischen Lebensgemeinschaften jedoch zugesprochen, wenn deren Lebensraum gleichzeitig einem § 30-Biotop zuzuordnen ist (s. UVP-Bericht, Kap. 19.2.1.2, S. 268).

Die Bemerkung der Einwenderin, die Antragsunterlagen seien in Bezug auf geschützte Biotope defizitär, wird zurückgewiesen. Gemäß § 30 BNatSchG Abs. 2 Nr. 6 sind "Handlungen, die zu einer Zerstörung oder einer sonstigen erheblichen Beeinträchtigung [von Riffen] führen, [...] verboten". Der LRT H1170 "Riffe" bzw. das gleichnamige § 30-Biotop werden durch das Vorhaben nicht betroffen. Eine Zerstörung oder erhebliche Beeinträchtigung benthischer Lebensräume sowie geschützter Biotope ist ausgeschlossen (s. UVP-Bericht, Kap. 19.2.1.3, S. 278 ff.).

Der LRT-Typ H1170 Riffe steht auf der Roten Liste der gefährdeten Biotoptypen Deutschlands und ist somit besonders wertvoll und schutzbedürftig. Die Beschreibung der Lebensräume und Lebensgemeinschaften und ihre Wertigkeit für die Kohärenz der Natura2000 Gebiete im Watten- und Küstenmeer ist in der UVP nicht richtig abgebildet.

Im Fazit zum Schutzwert Benthos heißt es in der UVP: „Zusammenfassend betrachtet sind vom geplanten Vorhaben keine bau-, anlagen-, betriebs- oder rückbaubedingten erheblichen Auswirkungen zu erwarten. Erhebliche negative Auswirkungen auf das Schutzwert „Benthos“ sind somit ausgeschlossen.“ Da wichtige Schutzwerte in direkter Nähe zur Plattform nicht betrachtet worden sind, können auch keine negativen Auswirkungen auf Schutzwerte ausgeschlossen werden.

Erwiderung:

Auf die vorstehenden Ausführungen wird verwiesen. Aufgrund der räumlichen Lage der Plattform in der niederländischen Nordsee ist die Betrachtung relevanter Schutzwerte am Meeresboden (hierunter benthische Lebensgemeinschaften, gesetzlich geschützte Biotope uvm.), die aufgrund der Wahl des Standortes der Plattform beeinträchtigt werden könnten, nicht Bestandteil des Planfeststellungsverfahrens bzw. der Antragsunterlagen im deutschen Verfahren. Die umweltfachliche Beurteilung wichtiger Schutzwerte in direkter Nähe zur Plattform war Gegenstand der niederländischen Umweltverträglichkeitsprüfung (m.e.r.).

Der Wadden Sea Plan 2010 der 11. Trilateralen Regierungskonferenz zum Schutz des Wattenmeeres sieht auf Seite 34 vor das die Einleitung von Produktionswasser direkt von einer Plattform ins Meer verboten ist.

Erwiderung:

² <https://www.meeresschutz.info/berichte-art-8-10.html>; abgerufen am 26.01.2023

Der Wattenmeerplan 2010 (Kap. 2.11) sieht bei der Erkundung und Ausbeutung von Energiereserven in der Nordsee sowie im Wattenmeergebiet ein Verbot der Einleitung ölhaltiger Bohrspülungen und ölhaltigen Bohrkleins vor, während die Einleitung von Bohrspülungen und/oder Bohrklein auf Wasserbasis nach Maßgabe der einschlägigen OSPAR-Vereinbarungen gestattet ist. Diese Anforderungen werden eingehalten. Das Vorhaben findet nicht im Wattenmeer statt und Produktionswasser wird nicht im Wattenmeergebiet eingeleitet.

Die UVP kommt auch bei den Schadstoffeinleitungen, die von der Plattform ausgehen werden zu dem Schluss, dass es dadurch zu keinerlei Auswirkungen auf Schutzgüter im deutschen Untersuchungsraum kommen kann. Wie zuvor ausgeführt gibt es Schutzgüter in direkter Nähe zur Einleitungsstelle. Diese sind gar nicht untersucht worden, somit sind auch die Schlussfolgerungen der UVP zu diesen Belangen unzutreffend.

Des Weiteren wird bei den Ausbreitungsrechnungen von nur sehr wenigen eingeleiteten Stoffen in geringer Konzentration ausgegangen. Darunter ist aber auch Benzol. Benzol ist in Europa als sehr besorgniserregender Stoff (ZZS/SVHC) gelistet. [...]. Das heißt, dass selbst bei einer Verdünnung der 8 Tonnen Benzol mit etwas weniger als 8 Milliarden Kubikmeter Wasser immer noch eine giftige Wirkung davon ausgeht.

Hier zum Vergleich eine Auflistung mit den erfassten Inhaltsstoffen von Lagerstättenwasser/Produktionswasser/Formationswasser, Quelle: Studie vom 1. Juli 2014 Nachhaltiger Umgang mit Lagerstättenwasser aus der Erdgasförderung der RWE Dea AG in Niedersachsen. [...]

Zu dem Schluss, dass relevante Auswirkungen auf die Schutzgüter ausgeschlossen werden können kann man nur kommen, wenn man alle eingeleiteten Stoffe in den richtigen Quantitäten berücksichtigt. Das ist in der bisherigen UVP nicht durchgeführt worden. Anstatt sich darauf zu berufen, das in einiger Entfernung zum Einleitungsort aufgrund der Verdünnung keine gefährlichen Substanzen mehr messbar sind und somit auch keine schädliche Wirkung von ihnen ausgehen kann, sollte man besser mit der Untersuchung in der Nähe des Einleitungsortes beginnen und prüfen welche Lebewesen und Lebensräume von noch messbaren Schadstoffen betroffen sein werden.

Erwiderung:

Die Auswirkungen auf die Schutzgüter in direkter räumlicher Nähe zur Plattform bzw. Einleitungsstelle wurden in den niederländischen Zulassungsverfahren und der dafür durchgeföhrten Umweltverträglichkeitsprüfung (m.e.r.) betrachtet.

Bei der Modellierung der Ausbreitung des Produktionswassers wurden „Worst-Case“-Annahmen zu Grunde gelegt, um die maximal möglichen Stoffkonzentrationen auf deutscher Seite zu ermitteln. Für Benzol wurde eine maximale Konzentration von 0,0589 µg/l an der Grenze zum Wasserkörper Küstenmeer Ems-Ästuar modelliert. Im Vergleich dazu liegt die Umweltqualitätsnorm der Anlage 8 der OGewV bei 8 µg/l und die Bestimmungsgrenze bei bei 2 µg/l. Toxische Wirkungen gegenüber marinen Organismen können mit Sicherheit ausgeschlossen werden (vgl. Kap. 6.2 des Wasserrechtlichen Fachbeitrags). Darüber hinaus ist Benzol leicht biologisch abbaubar und reichert sich in Organismen nicht nennenswert an.

Entgegen der Behauptung der Einwenderin wurden die im Produktionswasser zu erwartenden relevanten Inhaltsstoffe in der Auswirkungsprognose berücksichtigt. Bei der Abschätzung der Konzentrationen im Produktionswasser wurden konservative Annahmen zu Grunde gelegt: Eine Erläuterung zur Auswahl der relevanten Stoffe kann der niederländischen Fahnenstudie zur Ableitung

von Produktionswasser bzw. der Ergänzung zur MER entnommen werden (RHDHV 2021: BERICHT Ergänzende EIA-Gasproduktion N05-A, Kap. 3 sowie Anhang 1). Das Produktionswasser besteht aus einer Mischung von Kondenswasser und Formationswasser. „Das kondensierte Wasser steigt mit dem Erdgas in Dampfform aus der Lagerstätte auf und kondensiert während des Transports an der Oberfläche. Das kondensierte Wasser enthält kaum Schwermetalle, sondern enthält Kohlenwasserstoffe aus dem Erdgas. [...] Formationswasser ist Wasser aus der Gaslagerstätte, das in flüssiger Form zusammen mit dem Erdgas an die Oberfläche gebracht wird. Das Lagerstättenwasser enthält von Natur aus Stoffe, die aus der Lagerstätte in das Wasser gelöst wurden, darunter Salz und Spuren von Schwermetallen. Formationswasser wird hauptsächlich gegen Ende der Lebensdauer eines Feldes produziert, und die Produktion von Formationswasser hängt von den Eigenschaften eines Gasreservoirs ab. Wenn eine Bohrung anfängt, viel Formationswasser zu produzieren, werden Maßnahmen ergriffen, um die Bohrung so zu verändern, dass weniger Wasser mit dem Erdgas gefördert wird. Bei den Feldern im N05-Gebiet wird aufgrund der Lagerstätteneigenschaften davon ausgegangen, dass die meisten Bohrungen kein Formationswasser produzieren werden, aber als Worst-Case-Szenario wurde ein Wert von 150 m³ pro Tag als Ausgangspunkt für die Auslegung der Produktionsanlagen angenommen.“ (RHDHV 2021: Bericht Ergänzende EIA-Gasproduktion N05-A, Kap. 3, S. 11 f.).

„Für das eingeleitete Wasser wurden die Daten aus dem CIW-4-Bericht¹⁴ verwendet. Bei einer modernen Plattform wie N05-A können die Konzentrationen von Stoffen im abgelassenen Produktionswasser geringer sein.“ (RHDHV 2021: Bericht Ergänzende EIA-Gasproduktion N05-A, Kap. 3, S. 12).

Die Ableitung der relevanten Stoffe beruht somit auf den Erfahrungen der Vorhabenträgerin aus vergleichbaren Projekten, beispielhaften Analysen des Produktionswassers anderer Standorte sowie der Zusammensetzung des Erdgases aus der Lagerstätte N05-A.

Die Herangehensweise das Giftstoffe schnell so stark mit Meerwasser verdünnt werden, so dass keine schädliche Wirkung mehr von ihnen ausgeht, ist für viele Stoffe wie z.B. Schwermetalle falsch. Bei den Pipelineverlegungsarbeiten sollen 682 kg Blei und 1,45 kg Quecksilber aus dem Untergrund remobilisiert werden. Dieses Methylquecksilber wird somit wieder bioverfügbar und reichert sich in der Nahrungskette an. Methylquecksilber ist mehr als 100 Mal giftiger als anorganisches Quecksilber. Bei der Anreicherung in der Nahrungskette spielt die Verdünnung nur eine untergeordnete Rolle. Ebenso Benzol kann sich in der Nahrungskette akkumulieren. Die Einleitungen von großen Mengen Methanol die viermal pro Jahr durchgeführt werden sollen, kann man auch nicht pauschal als ungefährlich deklarieren, nur weil Methanol auf der PLONORliste steht. Methanol ist ein deutlich wassergefährdender Stoff der Klasse 2. Eine schädigende Wirkung bei Einleitung in das Meer in unmittelbarer Nähe zu einem Riff-Biotop kann ohne weitere Untersuchung nicht ausgeschlossen werden. Auch hier ist die Bewertung der UVP falsch. Der Schluss, dass die Bohrungen selbst keine Auswirkungen auf das NSG Borkum-Riff haben und deshalb keiner Befreiung bedürfen ist nicht nachvollziehbar.

Erwiderung:

Eine messbare zusätzliche Anreicherung von Schwermetallen in Biota (relevant für Quecksilber) kann aufgrund der starken Verdünnung und großräumigen Umverteilung der Schwermetalle sowie der Kurzfristigkeit der Konzentrationserhöhung im Wasser nicht stattfinden. Bereits nach der initialen

³ <https://www.helpdeskwater.nl/onderwerpen/emissiebeheer/@176591/ciw-4-2002-02/>, abgerufen am 20.01.2023

Verdünnung im direkten Umfeld der Pipeline ergibt sich eine maximale Quecksilber-Konzentration aus den Schwebstoffen von 0,00017 µg/l, die bereits im Bereich der Bestimmungsgrenze liegt. Der Wasserkörper Küstenmeer Ems-Ästuar befindet sich mehr als 2,5 km von der Pipelinetrasse entfernt, so dass etwaige Stoffeinträge nicht mehr messbar sein werden. Die Hintergrundkonzentration wird somit nicht erhöht.

Die Prognose ändert sich nicht, wenn anstatt des gesamten Quecksilbers die zwei möglichen Zustandsformen getrennt betrachtet werden. Quecksilber kann in Form von gelöstem Quecksilber (anorganisches Quecksilber) und in Form des methylierten Quecksilbers (MeHg) auftreten, welches an Schwebstoffpartikel gebunden ist. Die Behauptung der Einwenderin, es handele sich bei der Mobilisierung von Quecksilber aus dem Sediment vollständig um Methylquecksilber wird zurückgewiesen. Tatsächlich ist der Anteil an MeHg äußerst gering (bei Baggerungen in der Ostsee wurde in Bezug auf das freigesetzte Hg beispielsweise ein Verhältnis von 99 % anorganischem Quecksilber und 1 % MeHg nachgewiesen (Beldowski et al. 2014⁴, Riisgård & Hansen 1990⁵), auf Munitionsdeponien in der Ostsee vergleichbare Werte von 0,1 – 2,0% MeHg (Siedlewicz et al. 2020⁶). Die Effektivität der Aufnahme (das Verhältnis von Aufnahme und Abgabe) bei MeHg ist deutlich größer als bei anorganischem Hg und kann 39 – 88 % betragen (Riisgård & Hansen 1990, Gosnell et al. 2021⁷). Wird vorsorglich angenommen, dass marine Organismen ggfls. mobilisiertes MeHg vollständig aufnehmen, wird die Zunahme der Konzentration in Biota dennoch nicht messbar sein, da die gesamte Quecksilber-Konzentration aus den Schwebstoffen im Wasserkörper Küstenmeer Ems-Ästuar bereits unterhalb der Bestimmungsgrenze liegt. Zusätzlich kommt zum Tragen, dass mobile Organismen den Bereich erhöhter Schwebstoffkonzentrationen meiden werden und sich die Auswirkungen auf einen Zeitraum von ein bis zwei Wochen beschränken.

Daraus folgt, dass die im Vergleich zur Hintergrundkonzentration sehr niedrige vorhabenbedingte Konzentration von Quecksilber im Wasser unter Berücksichtigung des geringen Anteils an MeHg, der kurzen Verweilzeit im Wasserkörper und der schnellen weiteren Verdünnung und Verdriftung nicht dazu führen kann, dass sich die Quecksilberkonzentration in Biota vorhabenbedingt messbar erhöhen kann.

Dies gilt auch für Benzol, dessen Hintergrundkonzentration ebenfalls nicht in messbarer Weise erhöht wird. Die Umweltqualitätsnormen (UQN) der Anlage 8 der OGewV gelten für Benzol in der Wasserphase. Bei Einhaltung der UQN kann davon ausgegangen werden, dass der Schutz der marinen Umwelt sichergestellt ist. Die vorhabenbedingt zu erwartende Konzentrationserhöhung im deutschen Küstenmeer ist messtechnisch nicht nachweisbar und liegt um den Faktor 135 unterhalb der JD-UQN sowie um den Faktor 848 unterhalb der ZHK-UQN (vgl. Kap. 6.2 des Wasserrechtlichen Fachbeitrags). Darüber hinaus ist Benzol leicht biologisch abbaubar und reichert sich in Organismen nicht nennenswert an.

⁴ Beldowski J., Beldowski M., Pempkowiak J. & Miotk M. (2014): Total, methyl and organic mercury in sediments of the Southern Baltic Sea. Marine Pollution Bulletin 87(1-2)

⁵ Riisgård H. U. & Hansen S. (1990): Biomagnification of mercury in a marine grazing food chain: algal cells Phaeodactylum tricornutum, mussels Mytilus edulis and flounders Platichthys flesus studied by means of a stepwise-reduction CVAA-method. Botanica Marina 62: 259-270

⁶ Siedlewicz G., Korejwo E., Szubskia M., Grabowski M., Kwaisgroch U. & Beldowski J. (2020): Presence of mercury and methylmercury in Baltic Sediments, collected in ammunition dumpsites. Marine Environmental Research; 162:105158. DOI: 10.1016/j.marenvres.2020.105158

⁷ Gosnell K. J., Dam H. G. & Mason R. P. (2021): Mercury and methylmercury uptake and trophic transfer from marine diatoms to copepods and field collected zooplankton. Marine Environmental Research 170:105446. DOI: 10.1016/j.marenvres.2021.105446

Die in der Ausbreitungsrechnung modellierten Verdünnungsfaktoren gelten für alle Stoffe, da die Modellierung anhand eines Tracers erfolgte und etwaige Abbauprozesse im Sinne einer konservativen Herangehensweise unberücksichtigt bleiben. Die Konzentrationen der eingeleiteten Stoffe werden sich im Bereich des Küstenmeeres Ems-Ästuar, ca. 2,5 km östlich der Produktionsplattform, bereits mindestens um den Faktor 0,00000054 verdünnt haben (ARSU 2022: Wasserrechtlicher Fachbeitrag, S. 68). Dies gilt auch für Methanol, welches darüber hinaus leicht abbaubar ist. Abgesehen von der schnellen und starken Verdünnung ist Methanol nach der OSPAR Liste als „PLONOR“ eingestuft, d.h. bei Einsatz und Abfluss in die See besteht nur ein geringes oder kein Risiko für die Umwelt.

Beim Thema Stickstoffemissionen hat man den Beitrag, den das geförderte Gas selbst liefert vollkommen vernachlässigt. Dabei muss man auch hier die Scope-3-Emissionen des Gases mitberücksichtigen. [...] Da das geförderte Gas hauptsächlich in Deutschland und den Niederlanden verbrannt werden wird, werden auch die Stickstoffemissionen, die daraus resultieren in diesem Bereich ihre Wirkung entfalten. Über den Luftweg wird es eine direkte Wirkung auf die stickstoffsensiblen Lebensräume der Nordseeinseln und den Nationalpark Wattenmeer haben. Ebenso gelangen die Emissionen über den Stickstoffkreislauf auch über die Ems und andere Flüsse wieder direkt in das Wattenmeer und die Küstenmeere. Diese Emissionen wurden bisher in der UVP und in den weiteren Beurteilungen weder untersucht noch bewertet.

Erwiderung:

Scope-3-Stickoxidemissionen im Zusammenhang mit dem Verbrauch des geförderten Erdgases sind wegen des fehlenden Vorhabenbezugs im Planfeststellungsverfahren nicht zu betrachten. Insoweit gelten die vorstehenden Erläuterungen zu CO₂ entsprechend.

Es besteht die Gefahr, dass es Aufgrund der durch die Gasentnahme entstehenden Senkung zu unüberschaubaren Umweltschäden kommt. Die der niederländischen Genehmigung zu Grunde liegenden Untersuchungen kommen zu der Einschätzung, dass die Senkung maximal 4,6 cm betragen wird. Es heißt, diese hätte einen vernachlässigbaren Effekt. Es ist ungewiss, wie lokal diese Senkung ist und wie lokal ihre Auswirkungen sein werden. Es stellt sich die Frage, welche Folgen die Senkung für den geschützten Lebensraum H1170 (Riffe) haben wird. Es handelt sich um ungestörten Meeresboden seit dem Paläozän mit einer sehr hohen Biodiversität, die im marinen Ökosystem von großer Bedeutung ist. Genau dieser Lebensraum liegt größtenteils über den Gasfeldern. Setzt sich der Boden dort ab, führt dies zu einem lokal tiefer liegenden Boden, wodurch Wasser- und Schlickströme zu Schäden am Riff führen können. In Kombination mit der Schlickausbreitung in der Nordsee sind gravierende Setzungsfolgen nicht auszuschließen.

Erwiderung:

Auf die themenbezogene Erwiderung „Bodensenkungen und Erdbeben“ (Dokument J) wird verwiesen.

Im Übrigen wird darauf hingewiesen, dass es sich bei dem Bereich um einen seit 56 Millionen Jahren ungestörten Meeresboden handeln soll, ist u.a. schon in Bezug auf die nachfolgenden pleistozänen Kalt- und Warmzeiten mit den damit einhergehenden Veränderungen des Bereiches der heutigen Nordsee nicht korrekt.

Für die geschützte Natur in den umliegenden Natura 2000-Gebieten auf der deutschen und niederländischen Seite der Grenze und für das Borkumse Stenen-Gebiet, das ebenfalls behandelt werden sollte, als ob es als Natura 2000-Gebiet ausgewiesen worden wäre und wo sich der Bohrort befindet, ist unklar, inwieweit die Folgen von Bodensenkungen, Erdbeben und Sedimente unter anderem durch Bohrungen im Zusammenhang berücksichtigt wurden. Die Untersuchungen von Oceana

von 2017(Álvarez, H., García, S., Perry, A.L., Blanco J., Maaholm, D.J., Aguilar, R. 2019. Protecting the North Sea: Borkum Stones. Oceana, Madrid. 56 p.) zeigen wie wertvoll das Gebiet der Borkumse Stenen mit seinen Riffen ist. Insgesamt dokumentierte Oceana 148 Taxa in den Borkumse Stenen. Hier muss der Artenschutz oberste Priorität haben.

Erwiderung:

Die auf deutscher Seite liegenden Natura 2000-Gebiete (FFH-Gebiet „Borkum-Riffgrund“ sowie EU-Vogelschutzgebiet „Niedersächsisches Wattenmeer und angrenzendes Küstenmeer“ (DE 2210-401)) sind in der Gesamtunterlage im Rahmen der Natura 2000-Verträglichkeitsprüfung (vgl. ARSU 2022, Kap. 28 bis 32) berücksichtigt worden.

Das Gebiet “Borkumse Stenen” liegt auf niederländischer Seite. Derzeit verfügt es über keinen gesetzlichen Schutzstatus. Auf Grund der Lage des Gebietes “Borkumse Stenen” in der niederländischen Nordsee sind mögliche Auswirkungen durch das Vorhaben nicht im deutschen Planfeststellungsverfahren zu betrachten.

Die Gefahr von Erdbeben und mögliche Auswirkungen auf die Insel Borkum und die dortige Trinkwasserblase wurden untersucht. Auch hier kommt der UVB zu dem Schluss, dass es keine negativen Auswirkungen geben wird. Die Gefahr von Erdbeben sei verschwindend klein. Die Berechnungen dazu sind allerdings nicht wirklich nachvollziehbar. Klar ist allerdings, dass in der Vergangenheit, bis Anfang der 1990er Jahre, Erdbeben infolge der Gasförderung, auch im Groningen-Feld, ausgeschlossen wurden. Erst 1993 erkannten das Ministerium und der Betreiber NAM einen Zusammenhang zwischen der Gasförderung in Groningen und Erdbeben. Groningen ist ein großes Gasfeld. Aber auch in kleinen Gasfeldern kann es zu einem Erdbeben kommen. Das NAM hat dies kürzlich untersucht und ist zu dem Schluss gekommen, dass die maximale Magnitude zwischen 1,4 und 4,1 Richterskala variieren kann. In den Niederlanden wurden in kleinen Gasfeldern Erdbeben bis M 3,5 beobachtet. Die Wirkung auf die Erdoberfläche hängt von der Bodenstruktur und der Tiefe ab, in der das Erdbeben auftritt. In den Niederlanden liegt dies in einer Tiefe von 1 bis 3 km. NAM behauptet im selben Bericht, dass der verursachte Schaden begrenzt sein wird (Grad 1). Das wurde auch immer für das Groningenfeld behauptet. Mittlerweile weiß man, dass das nicht gestimmt hat. Aber auch über kleineren Gasfeldern wurden in der Vergangenheit Schäden gemeldet, beispielsweise in Roswinkel. Dass Erdbeben vor der Insel Borkum auszuschließen sind, wird schon durch die Tatsache widerlegt, dass es schon zahlreiche Erdbeben in der Nordsee gegeben hat.

Erwiderung:

Auf die themenbezogene Erwiderung „Bodensenkungen und Erdbeben“ (Dokument J) wird verwiesen. Im Übrigen wird darauf hingewiesen dass historische Erdbeben in Deutschland in Grünthal (2004) und Leydecker (1986) ausführlich beschrieben sind. Die Untersuchungen zeigen, dass das Gebiet in Nordwestdeutschland und der direkte Offshore-Bereich während des Zeitraums, für den schriftliche Aufzeichnungen über Erdbeben vorliegen, frei von (größeren) Erdbeben ist. Der Schwerpunkt der Erdbebentätigkeit liegt eher weiter südlich in Mittel- und Süddeutschland. Deswegen ist es unwahrscheinlich, dass während der Betriebszeit der Plattform natürliche Erdbeben auftreten werden. Das nächstgelegene natürliche Erdbeben, das von KNMI aufgezeichnet wurde, ist ein Ereignis aus dem Jahr 1988, etwa 50 km nördlich des Standorts von N05-A, im südlichen H-Quadranten der deutschen Nordsee, in einer Tiefe von 10 km (siehe Abbildung 6-5, Seite 44 des Rahmenbetriebsplans).

Das Kollisionsrisiko der N05-A Plattform wurde in einer Studie untersucht. Man hat errechnet, dass ein Rammkontakt wahrscheinlich einmal alle 117 Jahre auftreten wird. 27 % aller Rammunfälle mit

Handelsschiffen (GDC/Bulk/Container/Tanker) werden demnach zu einer Kollision mit mehr als 200 MJoules führen. Oberhalb von 200 MJ werden dem Bericht nach alle Kollisionen tödliche Folgen für die Plattform haben. Das Risiko das man von diesem Bericht ableiten kann ergibt sich wie folgt: Bei einem Rammunfall alle 117 Jahre und einer Plattform Betriebszeit von 35 Jahren ergibt sich eine Unfallchance von 1 zu 3,3. Wenn 27% dieser Unfälle mit mehr als 200MJ erfolgen ergibt sich daraus eine Chance von 1 zu 10 das die Plattform eine tödliche Havarie innerhalb ihrer Betriebszeit erleiden wird. Bei dieser Unfallwahrscheinlichkeit stellt der Betrieb der Plattform ein sehr großes Risiko für die angrenzenden Natur2000-Gebiete das Weltnaturerbe Wattenmeer und die Insel Borkum da. Die Unterlagen geben keinen Hinweis darauf gegen welche Risiken und in welcher Höhe die Plattform versichert werden wird. Eine Versicherung müsste alle hier angesprochenen Risiken abdecken.

Erwiderung:

ONE-Dyas ist ausreichend gegen derartige Risiken versichert. Die Versicherungsdeckung ist im Planfeststellungsverfahren nicht relevant.

Bisher wurden mögliche unbeabsichtigte Methanfreisetzung im Bereich der Bohrungen nicht untersucht. Rund um Bohrlöcher, aus denen in der Nordsee Erdöl oder Erdgas gefördert wurde, treten erhebliche Mengen des Treibhausgases Methan unkontrolliert ins Wasser aus. Diese Leckagen machen einen signifikanten Teil des gesamten Methanbudgets der Nordsee aus. Dies zeigt eine kürzlich veröffentlichte Studie von Geomar (Greenhouse gas emissions from marine decommissioned hydrocarbon wells: leakage detection, monitoring and mitigation strategies. International Journal of Greenhouse Gas Control, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103119>).

Erwiderung:

Die niederländische unabhängige Forschungseinrichtung TNO⁸ hat die Studie von Böttner et al. geprüft und ist zu dem Ergebnis gekommen, dass deren Ergebnisse nicht aussagekräftig sind, da sich die Studie nicht näher mit dem Ausmaß des natürlichen Methanaustritts auseinandersetzt und es an einer Abgrenzung zu dem auf die Gasförderung zurückzuführenden Methanaustritt fehlt (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S175058362100147X>). Der größte Fehler der Studie besteht darin, dass sie das Ausmaß der natürlichen Methanleckagen nicht bewertet hat. In der Tat kommt es häufig vor, dass Methan aus dem Untergrund austritt, was nichts mit der Gasförderung zu tun hat. Die Behauptung, dass aus der Gasförderung in der Nordsee Methan austritt, ist daher falsch. Zudem bezieht sich die Studie auf Gasfelder, die nicht mehr in Betrieb sind. Sie befasst sich hauptsächlich mit Gasfeldern im Vereinigten Königreich. Es ist nicht klar, welche Anforderungen diese Gasfelder erfüllen müssen, wenn sie stillgelegt werden. In den Niederlanden ist bei Stilllegung einer Bergbauanlage ein Beseitigungsplan zu erstellen: Art 44 MbW (Mijnbouwwet) und Artikel 57 ff. Mbb- (Mijnbouwbesluit). Darüber hinaus enthalten das Mbb und das Mbr (Mijnbouwregelingen) unter anderem Vorschriften über die Anforderungen an Bohrlöcher, die Nutzung von Rohrleitungen und darüber, worüber und wann das Bergbauunternehmen Bericht erstatten muss. Auf diese Weise ist und bleibt der Zustand der Bergbauanlage transparent.

Die Unterlagen zeigen, dass nur die Umweltfolgen der Phase 1 des Projektes untersucht wurden. Es ist aber bekannt, dass in der direkten Umgebung noch weitere Gasfelder erschlossen werden sollen. Auch Genehmigungen zur weiteren Erschließung neuer Prospekte wurden schon beantragt und teils

⁸ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S175058362100147X>.

vergeben. Die vorliegende UVP hätte eine Beurteilung über alle potenziellen erheblichen Umweltauswirkungen des gesamten Projekts und seinen kumulierten Effekten darstellen müssen.

Erwiderung:

Die Antragsunterlagen stellen eine vollständige Beurteilungsgrundlage aller potenziellen Umweltauswirkungen des gesamten Vorhabens auf deutscher Seite (vgl. ARSU 2022: UVP-Bericht, S. 29 ff.) und seines Zusammenwirkens mit anderen Vorhaben (vgl. ARSU 2022: UVP-Bericht, S. 555 ff.) dar. Eine “Phase 1 des Projektes” findet im Rahmenbetriebsplan sowie weiteren Unterlagen der Vorhabenträgerin keine Erwähnung, sodass unklar ist, worauf die Einwenderin an der Stelle referiert. Erschließungen anderer als der in den Antragsunterlagen genannten Prospekte und Erdgasfelder N05-A-Noord, Diamant, N05-A-Südost, N05-A und Tanzaniet-Oost sind nicht Bestandteil des Rahmenbetriebsplans und daher im Planfeststellungsverfahren nicht zu berücksichtigen. Andere Pläne und Projekte sind nur dann in die Summationsprüfung einzubeziehen, wenn ihre Auswirkungen und damit das Ausmaß der Summationswirkung verlässlich absehbar sind. Das ist grundsätzlich nicht schon mit Einreichung prüffähiger Unterlagen oder der Auslegung der Unterlagen, sondern erst dann der Fall, wenn die erforderlichen Zulassungsentscheidungen erteilt sind“ (vgl. BVerwG, Urteil v. 19.5.2019, 7 C 27/17). Dies trifft auf die genannten Gasfelder nicht zu.

In Anbetracht der vielen Unzulänglichkeiten der Prüfungen in der UVP kann die Beurteilung der möglichen Auswirkungen auf Tiere wie Schweinswale, die hier auch ihren Nachwuchs gebären, Robben, Seehunde und Vögel nicht aufrechterhalten werden. Hier muss genauer geprüft werden. Auch bei den Vögeln und Fischen wurde bisher zu wenig geprüft, wie sich die Einleitungen der Produktionswässer auf deren Nahrungsquellen und dann auf sie und ihre Populationsentwicklungen in den nächsten 35 Jahren auswirken werden. Die Eier der Flusseeschwalbe sind, wie man aus regelmäßigen Monitoring-Untersuchungen weiß, im Emsästuar schon seit Jahren mit Hg oberhalb der Toxizitätsschwelle belastet. Eine weitere Belastung der Nahrungskette mit Hg oder anderen Schwermetallen ist nicht akzeptabel.

Erwiderung:

Die Antragsunterlagen entsprechen den gesetzlichen Anforderungen. Nachteilige Auswirkungen auf Tiere, darunter Schweinswal, Kegelrobbe, Seehund sowie See- und Küstenvogelarten sind ausgeschlossen (s. ARSU 2022: UVP-Bericht, S. 268 ff.).

Der zur Einleitungsstelle nächstgelegene Wasserkörper Küstenmeer Ems-Ästuar wurde in einer Ausbreitungsmodellierung des vorbehandelten, eingeleiteten Produktionswassers von Royal Haskoning DHV (2022) (s. Anlage 17: Modellierung der Schadstofffahne N05-A – Dispersion des Produktionswassers) explizit mit einem Beurteilungspunkt berücksichtigt. Für die obere Wasserschicht wurde im Zusammenhang mit dem Vorhaben eine zusätzliche Konzentration von 0,00000006 µg/l Quecksilber ermittelt. Aufgrund der schnellen und starken Verdünnung im Meerwasser liegen die möglichen Stoffkonzentrationen an der Grenze des Emsästuars bereits weit unterhalb der jeweiligen labortechnischen Nachweisgrenze (vgl. ARSU: Wasserrechtlicher Fachbeitrag, S. 84). Eine weitere Belastung des Emsästuars mit Quecksilber, jedoch auch anderen Schwermetallen (vgl. ARSU 2022: Wasserrechtlicher Fachbeitrag, S. 84 ff.), sowie insbesondere der Nahrungskette und Eier von Flusseeschwalben, kann demzufolge dem Vorhaben nicht angelastet werden.