



Deutsche Umwelthilfe e.V. | Hackescher Markt 4 | 10178 Berlin

Landesamt für Bergbau Energie und Geologie
Niedersachsen
Stilleweg 2
30655 Hannover

BUNDESGESCHÄFTSSTELLE
BERLIN

Hackescher Markt 4
Eingang: Neue Promenade 3
10178 Berlin

Sascha Müller-Kraenner
Tel. +49 30 2400867-15
Fax +49 30 2400867-19
mueller-kraenner@duh.de
www.duh.de

23. März 2023

PFV zum Vorhaben „Richtbohrungen von der Plattform N05-A in den deutschen Sektor der Nordsee einschließlich der Erdgasförderung im deutschen Hoheitsgebiet

Sehr geehrte Damen und Herren,

Im Zuge der Online-Konsultation beteiligen wir uns weiterhin im oben genannten Verfahren. Unsere Anträge aus unserer Einwendung vom 9. Dezember 2022 möchten wir damit unterstreichen. Insbesondere beantragen wir weiterhin:

die seitens ONE Dyas B.V. beantragte Zulassung für den Rahmenbetriebsplan für die Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen im niedersächsischen Küsten-meer zu versagen.

Hilfsweise beantragen wir,

- wegen offensichtlich unvollständiger Unterlagen eine Neuauslegung der dann vollständigen Antragsunterlagen, sowie
- auf Grundlage der neuausgelegten Unterlagen und nach Ermöglichung der erneuten Erhebung von Einwendungen einen Erörterungstermin durchzuführen.

Im Einzelnen tragen wir folgendes vor:

1. Zur Erwidernng auf die Einwendung der DUH (Dokument E)

1.1 Zur Erfassung von Riffen als gesetzlich geschützte Biotope

Die DUH hat in ihrer Einwendung vom 09.12.2022 geltend gemacht, dass im Nahfeld der geplanten Plattform-Position, sowie im direkt daran angrenzenden deutschen Bereich bis in den Bereich des Windparks Riffgat Lebensräume zu finden sind, die die Merkmale des LRT-Typs H1170 „Riffe“ erfüllen und gesetzlich geschützte Biotope nach § 30 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 BNatSchG darstellen. Im Hinblick hierauf sind die Antragsunterlagen defizitär und die erforderlichen spezifisch auf die genannten Biotope bezogenen Untersuchungen müssen nachgeholt werden.

Die Vorhabenträgerin entgegnet, solche Untersuchungen würden keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn liefern, da die Umweltauswirkungen des Abteufens von Bohrungen sowie der Förderung von Erdgas ohnehin gering seien. Darüber hinaus seien gesetzlich geschützte Biotope im UVP-Bericht dargestellt und den benthischen Lebensgemeinschaften eine hohe Bedeutung zugesprochen worden, sofern ihr Lebensraum einem gesetzlich geschützten Biotop zuzuordnen sei.

Zwar ist es richtig, dass nach dem Urteil des BVerwG vom 07.09.2008 – 9 A 14/07 –, juris Rn. 54, keine Untersuchungen durchgeführt werden müssen, sofern hiervon keine weiterführenden Erkenntnisse zu erwarten sind, und dass Untersuchungen quasi "ins Blaue hinein" danach nicht veranlasst sind. Zugleich heißt es dort aber auch, dass diejenigen Ermittlungen vorzunehmen sind,

„deren Ergebnisse die Planfeststellungsbehörde in die Lage versetzen, die tatbestandlichen Voraussetzungen der Verbotstatbestände zu überprüfen. Hierfür benötigt sie jedenfalls Daten, denen sich in Bezug auf das Plangebiet die Häufigkeit und Verteilung der geschützten Arten sowie deren Lebensstätten entnehmen lassen. Nur in Kenntnis dieser Fakten kann die Planfeststellungsbehörde beurteilen, ob Verbotstatbestände erfüllt sind (...).“

Eine solche Ermittlung ist hier jedoch insbesondere in Bezug auf den LRT Riffe nicht erfolgt. Häufigkeit und Verteilung dieses gesetzlich geschützten Biotops wurde nicht ermittelt. Im UVP-Bericht heißt es lediglich auf Seite 268:

„Eine hohe Bedeutung wird den benthischen Lebensgemeinschaften hingegen beigemessen, wenn deren Lebensraum gleichzeitig einem § 30-Biotop zuzuordnen ist.“

Allerdings erfolgt keine Untersuchung darauf hin, ob und wo innerhalb des Einwirkungsbereichs des Vorhabens gesetzlich geschützte Biotope zu finden sind. In dem in der Erwidern der Vorhabenträgerin angeführten Abschnitt des UVP-Berichts werden gesetzlich geschützte Biotope nur an einer Stelle erwähnt, in der es heißt:

„Bei der Entnahme von Greiferproben wird oft kein grobes Material heraufgeholt, insbesondere kein größeres Geröll und Felsbrocken, die jedoch oft von der Epilithenfauna besiedelt werden. Daher ist es wichtig, die Epifauna nicht nur anhand der Greiferproben zu analysieren, sondern ergänzend Videomaterial zu berücksichtigen. Auf den Aufnahmen ist das grobe Material recht divers, wobei Geröll und Felsbrocken nur bei GRAB_C3_2 in großen Mengen vorgefunden wurde. Die an dieser Stelle festgestellten größeren Häufigkeiten epibenthischer Taxa könnten einer relativ getreuen Darstellung der Makroinvertebraten des gesamten Untersuchungsgebietes nahekommen, doch aufgrund des Fehlens beprobter Steine, Geröll und Felsbrocken möglicherweise nicht erfasst worden sein. Außerdem wurde diese Station als § 30-Biotop „Riffe“ bewertet (vgl. Kap. 19.3). Dies unterstreicht nochmals die Vermutung, dass verschiedene sessile Epifauna-Arten mittels Greifer nicht erfasst wurden.“

UVP-Bericht, S. 258.

Damit bestehen klare Anhaltspunkte dafür, dass im Untersuchungsgebiet Riffe als gesetzlich geschützte Biotope vorkommen. Eine weitere Untersuchung des Einwirkungsbereichs des Vorhabens im Hinblick auf das Vorkommen von Riffen als gesetzlich geschützte Biotope wäre daher, anders als die Vorhabenträgerin meint, keine Untersuchung „ins Blaue hinein“.

Es ist auch nicht so, dass derartige Untersuchungen keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn hätten, wie die Vorhabenträgerin vorträgt. Denn insbesondere von der Lage etwaiger Riffe hängt vorliegend ab, ob diese durch das Vorhaben erheblich beeinträchtigt oder gar zerstört werden.

Im UVP-Bericht findet für die Schutzgüter Benthos sowie Pflanzen und Biotope eine nur unvollständige Betrachtung der Auswirkungen der zu erwartenden Absenkungen statt. Als betriebsbedingte Auswirkungen werden nur Einleitungen betrachtet (UVP-Bericht, S. 446 ff.), nicht jedoch Erschütterungen und Absenkungen.

In der themenbezogenen Erwidern „Bodensenkungen und Erdbeben“ (Dokument J) heißt es zu möglichen Auswirkungen auf Riffe ganz pauschal auf Seite 7:

„Die prognostizierten geringen Bodensenkungen haben auch keine Auswirkungen auf Lebensräume, insbesondere nicht auf den LRT Riffe. Die räumliche Lage der Senkungsmulde ist u.a. dem UVP-Bericht (Abbildung 32) zu entnehmen.“

Die prognostizierte verhältnismäßig geringe Senkung von wenigen Zentimetern ist außerdem in Relation zur natürlichen Morphodynamik des Meeresbodens in diesem Teil der Nordsee

zu betrachten (vgl. UVP-Bericht, S. 479 ff.). Beispielsweise zeigte eine Prognose der ARCADIS Germany GmbH zur Gewährleistung der Mindestverlegetiefe des Kabels, welches den Offshore-Windpark "Riffgat" mit der Plattform N05-A verbinden soll, Erosions- und Ablagerungsprozesse im Zeitraum von 2004 bis 2021 von $\pm 0,5$ m (UVP-Bericht, S. 480). Entsprechend unterliegen möglicherweise vorherrschende geschützte Lebensräume, die sich in der Senkungsmulde befinden könnten, schon heute um ein Vielfaches höheren natürlichen hydrographischen Schwankungen."

Ob innerhalb der Senkungsmulde Riffe liegen, wurde jedoch nicht untersucht. Dass aufgrund der natürlichen Schwankungsbreite von Erosions- und Ablagerungsprozessen die prognostizierten Absenkungen unerheblich wären, überzeugt fachlich nicht und wird auch nicht näher begründet. Die prognostizierte Bodenabsenkung infolge des Vorhabens ist etwas Anderes als die natürlichen Erosions- und Ablagerungsprozesse und tritt insbesondere zu deren natürlichen Schwankungsbreite hinzu. Sinkt ein Riff in Folge des Vorhabens ab, kann es in der Konsequenz weiter von Sedimenteinträgen überdeckt werden oder, je nachdem wie weit sich die Erhebung des Riffs über den umliegenden sandigen Meeresboden erhebt, auch dauerhaft von Sand überdeckt werden und verschwinden. Damit kommt nicht nur eine erhebliche Beeinträchtigung, sondern sogar eine Zerstörung von in der Senkungsmulde liegenden Riffen in Betracht. Zudem können durch die Absenkung Wasser- und Schlickströme zu Schäden an den im Gebiet vorhandenen Riffen führen, was gravierende Folgen für diesen wichtigen Lebensraum und die darauf angewiesenen Arten hätte.

Dennoch ist weder eine Kartierung von Riffen im Bereich der Senkungsmulde vorgenommen worden noch wird die pauschale Behauptung der Vorhabenträgerin, die Bodensenkungen hätten keine Auswirkungen auf Lebensräume, insbesondere nicht auf den LRT Riffe, fachlich untermauert.

Auch die Auswirkungen der geplanten Produktionswassereinleitungen auf das Benthos sind enorm wie schon in der in der Einwendung der DUH vom 09.12.2022 dargelegt. Laut dem Bundesamt für Naturschutz besitzen die Naturschutzgebiete „Borkum Riff“ und „Borkum Riffgrund“ einen besonders hohen Artenreichtum und eine Verbindungs- und Trittsteinfunktion für die Ökosysteme des Atlantiks, des Ärmelkanals und des ostfriesischen Wattenmeeres. In Untersuchungen wurden festgestellt, dass Borkum Riffgrund der Lebensraum von über 165 verschiedener Arten von Makrozoobenthos (Bodenlebewesen über 1mm) ist, wovon zahlreiche Rote-Liste-Arten gehören. Nicht zu vergessen, dass diese Bodenfauna die Nahrungsgrundlage für Fische bildet und diese der Hauptbestandteil in der Nahrungskette der bedrohten Schweinswale, Seehunde, Robben und Vögeln ist. Die Bodenfauna ist schon jetzt durch erheblichen Quecksilber- und Biozideinträgen durch Industrie und Schifffahrt belastet. Weitere Belastungen sind auch laut der Einwendung des NLWKN vom 09.12.2022

nicht hinzunehmen, weshalb es auch hier konkrete Anhaltspunkte für eine notwendige Untersuchung zu Biotopen und die Auswirkungen der Gasförderungen auf diese vorliegen.

1.2 Unverantwortlich hohe Unfallrisiken

Die Vorhabenträgerin bestreitet die zitierten Berechnungen unseres Schreibens vom 09.12.22 zur Havariewahrscheinlichkeit der Plattform nicht. Das Kollisionsrisiko der N05-A Plattform wurde durch eine Studie untersucht und ergab, dass ein Rammkontakt voraussichtlich alle 117 Jahre stattfinden wird. Laut der Studie werden 27% aller Kollisionen mit Handelsschiffen (GDC/Bulk/Container/Tanker) zu einer Kollision mit mehr als 200 MJoules führen, was für die Plattform tödliche Folgen haben wird. Basierend auf diesen Ergebnissen ergibt sich ein Unfallrisiko von 1 zu 3,3 für die Plattform während ihrer Betriebszeit von 35 Jahren. Wenn man berücksichtigt, dass 27% dieser Unfälle tödliche Folgen für die Plattform haben werden, ergibt sich eine Chance von 1 zu 10, dass die Plattform innerhalb ihrer Betriebszeit eine tödliche Havarie erleiden wird. Angesichts dieser Unfallwahrscheinlichkeit stellt der Betrieb der Plattform ein erhebliches Risiko für die umliegenden Natura2000-Gebiete, das Weltnaturerbe Wattenmeer und die Insel Borkum, dar.

Ein derartig hohes Havarierisiko ist unverantwortlich und der entstehende Schaden zu unermesslich, als dass eine ausreichende Versicherung auf Seiten von ONE Dyas nur annähernd den Schaden aufwiegen oder sogar beheben könnte. Unfälle wie der der Elgin Wellhead Plattform 2012, bei dem sich auf etwa 100km² ein 3,8 t schwerer Film aus Gaskondensat auf die Meeresoberfläche legte, sind eine erhebliche und nicht zu verantwortende Belastung der marinen Flora und Fauna. Da bei Havarien von Bohrplattformen tödliche Unfälle nicht ausgeschlossen werden können, ist eine derartig hohe Havariewahrscheinlichkeit ebenfalls inakzeptabel. Dieses Risiko für Mensch und Umwelt darf auf keinen Fall in Kauf genommen werden. Zudem werden durch die Errichtung weiterer Infrastruktur zur Förderung von Gas auf hoher See Schifffahrtswege zunehmend eingeengt und das Risiko von Schiffsunfällen nimmt zu. Dies steht angesichts der nicht vorhandenen Notwendigkeit zusätzlicher Gasförderung in keinem Verhältnis und unterstreicht erneut, dass das Vorhaben von ONE Dyas gefährlich und unverantwortlich ist.

1.3 Zur beantragten Befreiung von den Verboten der NSG-VO „Borkum Riff“

Die Vorhabenträgerin beantragt im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens die Erteilung einer Befreiung von den Verboten der Verordnung über das Naturschutzgebiet „Borkum Riff“ in der niedersächsischen 12-Seemeilen-Zone der Nordsee. Im Rahmen Ihres Antrags-

schreibens vom 26.08.2022 erkennt sie an, dass nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 NSG-VO insbesondere alle Handlungen zum Zweck der Erforschung und Ausbeutung der nicht lebenden natürlichen Ressourcen des Meeresbodens und seines Untergrundes sowie anderer Tätigkeiten zur wirtschaftlichen Erforschung und Ausbeutung verboten sind. Zwar würden die von der im niederländischen Hoheitsgebiet geplanten Plattform in den deutschen Sektor abgeteufte Richtbohrungen nicht bis unter das NSG reichen. Mit den in die Lagerstätten N05-A und die Prospekte Diamant und N05-A-Südost reichenden Bohrungen würden aber auch Teile der Lagerstätten unterhalb des NSG und damit „nicht lebende natürliche Ressourcen des Meeresbodens und seines Untergrundes“ erforscht und ausgebeutet.

Befreiungsantrag vom 26.08.2022, Seite 2.

Die DUH hat mit ihrer Einwendung vom 09.12.2022 darauf hingewiesen, dass eine Befreiung nach § 67 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BNatSchG eine atypische Sonderkonstellation voraussetzt. Die Vorhabenträgerin begehrt aber eine Befreiung für gerade diejenige Fallkonstellation, die von § 3 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 NSG-VO insbesondere ausgeschlossen ist. Ein atypischer Sonderfall liegt also gerade nicht vor, sondern der von der NSG-VO ganz zentral erfasste Standardfall.

Die Vorhabenträgerin erwidert nun, die Verbotsnorm des § 3 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 NSG-VO erfasse überhaupt nicht den vorliegenden Fall, in dem zwar natürliche Ressourcen des Untergrundes des Naturschutzgebiets ausgebeutet würden, die Bohrung aber von außerhalb des Naturschutzgebiets vorgenommen werde.

Damit widerspricht die Vorhabenträgerin nicht nur ihren eigenen Ausführungen im Befreiungsantrag, in dem sie selbst anerkannt hat, dass auch die geplante Förderung von Erdgas mit Bohrungen außerhalb des Schutzgebiets unter den Verbotstatbestand fällt.

Woraus „erkennbar“ sei, dass der Verordnungsgeber die Erdgasgewinnung mit Bohrungen außerhalb des Schutzgebiets nicht berücksichtigt habe, erschließt sich zudem weder aus dem Wortlaut, noch dem systematischen Zusammenhang oder dem Sinn und Zweck der Norm.

Nach § 23 Abs. 2 Satz 1 BNatSchG sind alle Handlungen, die zu einer Zerstörung, Beschädigung oder Veränderung des Naturschutzgebiets oder seiner Bestandteile oder zu einer nachhaltigen Störung führen können, nach Maßgabe näherer Bestimmungen verboten. Verboten sind also nicht nur Zerstörungen oder Beschädigungen, sondern auch darüber hinaus Veränderungen des Naturschutzgebiets oder seiner Bestandteile. § 23 Abs. 2 Satz 1 BNatSchG begründet daher in Verbindung mit den in der Naturschutzgebietsverordnung festgesetzten Bestimmungen ein „absolutes Veränderungsverbot“. Hiermit wird ein Verbotssystem etabliert, das grundsätzlich jede Veränderung des Gebietes oder seiner Teile unterbindet.

Landmann/Rohmer UmweltR/*Gellermann*, 99. EL September 2022, BNatSchG § 23 Rn. 16;
BeckOK UmweltR/*Albrecht*, 65. Ed. 1.7.2020, BNatSchG § 23 Rn. 25.

In diesem generellen und nicht auf den konkret verfolgten Schutzzweck bezogenen Veränderungsverbot liegt der maßgebliche Unterschied zum Landschaftsschutzgebiet, zu dessen Gunsten von vornherein nur jene Verbote begründet werden dürfen, die durch den mit der Einrichtung verfolgten Schutzzweck gerechtfertigt sind.

Landmann/Rohmer UmweltR/*Gellermann*, 99. EL September 2022, BNatSchG § 23 Rn. 16.

Dies verkennt die Vorhabenträgerin, wenn sie im Rahmen ihrer Erwiderng anführt, ein Verbot, das zur Erreichung des Schutzzwecks nicht erforderlich sei, sei von der Ermächtigungsgrundlage des § 22 Abs. 1 Satz 2 BNatSchG nicht gedeckt.

Der Tatbestand der Veränderung ist als Auffangtatbestand zu verstehen und umfasst jede nicht völlig unerhebliche Abweichung von dem ursprünglichen Zustand im Naturschutzgebiet, die das Ziel der Schutzgebietsausweisung, das Naturschutzgebiet in seiner besonderen Eigenart zu erhalten, gefährdet. Entscheidend ist somit, ob eine Handlung im Hinblick auf den Schutzzweck der Naturschutzgebietsverordnung den Tatbestand einer Veränderung erfüllt.

OVG Lüneburg, Beschluss vom 15. Dezember 2008 – 4 ME 315/08 –, juris Rn. 10.

Eine weitergehende Ansicht vertritt sogar, dass der Auffangtatbestand der „Veränderung“ unabhängig davon greift, ob die Veränderung eine Beeinträchtigung oder eine Aufwertung darstellt.

Lütkes/Ewer/Heugel, 2. Aufl. 2018, BNatSchG § 23 Rn. 12.

Jedenfalls ist damit klar, dass es nicht darauf ankommen kann, wo eine bestimmte Handlung vorgenommen wird, sondern ob diese Handlung den Erfolg einer „Veränderung“ des Schutzgebiets oder seiner Bestandteile bewirkt. Denn auch wenn man der Ansicht des OVG Lüneburg folgt, kann es im Hinblick auf den Schutzzweck der Schutzgebietsausweisung nicht darauf ankommen, ob eine Handlung innerhalb oder außerhalb des Schutzgebiets vorgenommen wird, wenn der Erfolg der Handlung im Schutzgebiet eintritt.

Der Ordnungsgeber hat auch nicht lediglich Bohrungen innerhalb des Naturschutzgebiets untersagt, sondern generell alle Tätigkeiten zum Zweck der Erforschung und Ausbeutung, Erhaltung und Bewirtschaftung der lebenden und nicht lebenden natürlichen Ressourcen der Gewässer über dem Meeresboden, des Meeresbodens und seines Untergrundes sowie anderer Tätigkeiten zur wirtschaftlichen Erforschung und Ausbeutung.

Der Erfolg der Ausbeutung der natürlichen Ressourcen im Untergrund des Naturschutzgebiets tritt hier ohne jeglichen Zweifel innerhalb des Naturschutzgebiets ein. Hier wird eine

Veränderung des Untergrunds und damit die Veränderung eines Bestandteils des Naturschutzgebiets bewirkt, die nach der Naturschutzgebietsverordnung „insbesondere“ untersagt ist.

Dies überzeugt auch vom Sinn und Zweck der Regelung her. Naturschutzfachliche Wirkungsprognosen sind regelmäßig mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Behörden und Gerichte stoßen hierbei oftmals an die objektiven Grenzen der Erkenntnisse der ökologischen Wissenschaft und Praxis. Dies führt zwar nicht zu einer gewillkürten, der Verwaltung eigens eingeräumten Einschätzungsprärogative, wohl aber zu behördlichen Entscheidungen in einem Bereich, in dem es mitunter an einem Maßstab zur sicheren Unterscheidung von richtig und falsch fehlt.

vgl. BVerfG, Beschluss vom 23. Oktober 2018 – 1 BvR 2523/13 –, BVerfGE 149, 407-421, juris Rn. 18 ff.

Dann entspricht es jedoch dem Schutzzweck von Naturschutzgebieten, wenn der Verwaltungsgeber sich im Rahmen dieser faktischen „Einschätzungsprärogative“ dafür entscheidet, bestimmte Handlungen, die Veränderungen in einem Naturschutzgebiet bewirken, zu untersagen, ohne dass es auf eine Prognose in einem etwaigen Genehmigungsverfahren ankommt, dass und wie sich diese Veränderungen auf einzelne Schutzzwecke der Gebietsausweisung auswirken. Es genügt, dass die Förderung von Erdgas aus dem Naturschutzgebiet mit Erschütterungen, Absenkungen des Bodens sowie Lärm- und Schadstoffimmissionen einhergehen, die gerade unter Berücksichtigung bestehender Prognoseunsicherheiten nicht als vornherein unerheblich anzusehen sind.

Schließlich besteht, anders als die Vorhabenträgerin meint, jedenfalls kein „Rechtsanspruch“ auf die Erteilung einer Befreiung. Diese steht ausweislich des eindeutigen Wortlauts des § 67 Abs. 1 Satz 1 BNatSchG im Ermessen der Behörde. Eine unzumutbare, unverhältnismäßige Belastung der Vorhabenträgerin ist hier bereits deswegen ausgeschlossen, weil sich ein schutzwürdiges Vertrauen auf die Möglichkeit der Ausbeutung der natürlichen Ressourcen innerhalb des Naturschutzgebiets angesichts des klaren Wortlauts der Naturschutzgebietsverordnung zu keiner Zeit bilden konnte. Die Erteilung einer Befreiung ist daher nicht zur Verwirklichung grundrechtlich geschützter Positionen erforderlich, das Ermessen nicht auf null reduziert.

Im Rahmen der Ermessensentscheidung ist sicherlich zu berücksichtigen, dass das Vorhaben gerade nicht im Interesse einer klimafreundlichen Energieversorgung liegt, wie im nachfolgenden Abschnitt dargelegt wird.

2. Zur themenbezogenen Erwidern „Bedarf und Klimaschutz“ (Dokument I)

Das Vorhaben ist nach § 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG zu versagen, da für das Vorhaben kein Bedarf besteht und ihm überwiegende öffentliche Interessen entgegenstehen.

Bei § 48 Abs. 2 BBergG handelt es sich um eine Abwägungsvorschrift. Abzuwägen ist das Interesse an der Durchführung des Vorhabens gegen die entgegenstehenden Belange,

Kühne in: Boldt/Weller/Kühne/von Mäßenhausen, BBergG, 2. Aufl. 2016, § 48 Rn. 46.

Ein öffentliches Interesse an der Durchführung des Vorhabens besteht nur dann, wenn ein Bedarf für die zu gewinnenden Bodenschätze besteht. Insofern ist es nicht richtig bzw. führt an der Sache vorbei, wenn die Vorhabenträgerin meint, ein Bedarf für das Vorhaben sei keine Voraussetzung für die Vorhabenzulassung. Denn wenn kein Bedarf für das Vorhaben besteht, überwiegen die entgegenstehenden öffentlichen Interessen und die Zulassung ist zu versagen.

Als entgegenstehender Belang ist aufgrund des Berücksichtigungsgebots des § 13 Abs. 1 KSG der Klimaschutz, insbesondere in Form der nationalen Klimaschutzziele, in die Abwägung einzustellen. Dies setzt bereits nach der Gesetzesbegründung eine Ermittlung der Bedeutung des Vorhabens für den Klimaschutz voraus,

BT-Drs. 19/14337, S. 36,

was auch die Ermittlung der „mittelbaren“ Emissionen umfasst,

Schink in: Frenz (Hrsg.), Klimaschutzrecht, 2. Aufl. 2022, § 13 KSG Rn. 24.

Erforderlich ist eine sektorenübergreifende Gesamtbilanz aller CO₂-relevanten Auswirkungen des Vorhabens und seiner Folgen für die Klimaziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes,

BVerwG, Urteil vom 4. Mai 2022 – 9 A 7/21 –, juris Rn. 82 f.

Dem Vorhaben ist bereits deswegen die Zulassung zu versagen, weil ein Bedarf für das Vorhaben nicht besteht und die entgegenstehenden öffentlichen Interessen daher das Interesse an der Durchführung des Vorhabens überwiegen. Zudem sind auch die Klimabelange bisher nicht den Anforderungen des § 13 Abs. 1 KSG entsprechend ermittelt und bewertet worden.

2.1 Kein Bedarf für die Erschließung neuer Energiefelder

In ihrer Erwidern stellt die Vorhabenträgerin fest, dass die zu erwartende Fördermenge geringer ist als bei anderen Projekten und zieht daraus die Schlussfolgerung, dass „das Vorhaben einen substantiellen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit“ leisten würde.

Dieser Schluss mangelt deutlich an Logik, da ein Beitrag zur deutschen Energieversorgungssicherheit von 0,7% maximal als vernachlässigbar, definitiv jedoch nicht als substantiell bezeichnet werden kann. Wir verweisen auf die in dem Schreiben vom 09.12.2022 aufgeführten Berechnungen, die belegen, dass der Beitrag der Lieferungen durch ONE Dyas nur einen marginalen Bestandteil der deutschen Energieversorgung ausmachen würden. Zudem würde der Anteil von 0,7 % nur unter optimalen Bedingungen und auch nicht vor 2027 / 2028 erfolgen. Anstatt sich auf Liefermengen dieser vernachlässigbaren Größe zu fokussieren, ist der massive Ausbau Erneuerbarer Energien und der für Speicherung und Transport notwendigen Infrastruktur notwendig, nicht jedoch neue Gasförderung.

Die Vorhabenträgerin argumentiert weiterhin für die Existenz eines Bedarfs ihrer Gasförderung, dass die „Abhängigkeit Deutschlands von Erdgasimporten auch nicht im Jahr 2024 enden“ und“ das Vorhaben bis zu dem für frühestens Mitte der 2040er Jahre vorgesehenen vollständigen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger einen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit leisten“ würde. Obgleich Deutschland im Jahr 2024 noch nicht vollständig aus den fossilen Energien ausgestiegen sein wird, ist es deshalb keineswegs gerechtfertigt neue Öl- und Gasfelder zu erschließen. Das Gegenteil ist der Fall, denn sowohl die Internationale Energieagentur als auch der diese Woche veröffentlichte Synthesebericht des IPCC belegen deutlich, dass keine neuen Öl- und Gasfelder erschlossen werden dürfen, damit das Pariser Abkommen und darauf basierend ebenfalls das KSG noch ansatzweise eingehalten werden kann.

2.2 Klimabelange nicht ausreichend berücksichtigt

Die Vorhabenträgerin führt in ihrer themenbezogenen Erwiderung „Bedarf und Klimaschutz“ aus, der Gesetzgeber sei bei Verabschiedung des Bundes-Klimaschutzgesetzes davon ausgegangen, dass sich ein gewisser Anteil an Treibhausgasemissionen nicht vermeiden lasse, weswegen die Emissionen schrittweise bis 2030 um 65% und bis 2040 um 88% gesenkt werden müssten. Die verbleibenden Emissionen würden ganz überwiegend auf die Nutzung von Erdgas zurückzuführen sein.

Die Treibhausgasemissionen, die das Vorhaben verursache, seien umfassend ermittelt worden. Methanleckagen seien nicht in die Bilanz einzubeziehen, da diese auch angesichts diverser Schutzvorkehrungen unwahrscheinlich seien. Insbesondere sei die Ermittlung „mittelbarer“ Emissionen weder von UVPG noch KSG gefordert. Andernfalls fände eine mehrfache Berücksichtigung dieser Emissionen statt. Das Emissionshandelssystem habe sich für eine Berücksichtigung auf der Verbrauchsseite entschieden. Auch sei von der Ermittlung „mittelbarer“ Emissionen kein Erkenntnisgewinn zu erwarten. Ohnehin habe das heimische Erdgas im Vergleich zu importiertem Gas einen geringeren Klimafußabdruck. Es trage damit

sogar zur Erreichung der nationalen Klimaziele bei.

2.2.1 Vorbemerkung zum Treibhausgas-Reduktionspfad des KSG

Der Stellungnahme hierzu ist zunächst voranzustellen, dass es zwar zutrifft, dass der Gesetzgeber davon ausgeht, dass sich nicht sämtliche Treibhausgasemissionen vermeiden lassen. Deswegen sind zur Erreichung der Netto-Treibhausgasneutralität ab 2045 „negative“ Emissionen durch Treibhausgassenken im Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change, Forestry – LULUCF) gemäß § 3a KSG erforderlich. Negative Emissionen werden jedoch für die Ziele des § 3 Abs. 1 KSG, Minderung um 65% bis 2030 und um 88% bis 2040, nicht berücksichtigt, vgl. § 2 Nr. 8, 2. Hs. KSG. Das heißt, dass die verbleibenden 35% Treibhausgasemissionen bis 2030 und 12% bis 2040 die Brutto-Emissionen ohne Abzug durch Treibhausgassenken darstellen.

Die Vorhabenträgerin geht jedoch fehl in der Annahme, dass diese Emissionen überwiegend für die Verbrennung von Erdgas zur Energiegewinnung vorgesehen sind. Diese „Restemissionen“ sind vielmehr vorwiegend für die Landwirtschaft vorgesehen, für die Experten auch langfristig keine technischen Möglichkeiten sehen, die Treibhausgasemissionen auf Brutto-Null zu reduzieren. Selbst nach der ehrgeizigen Studie „Klimaneutrales Deutschland“ von Agora und der Stiftung Klimaneutralität kommen noch zwei Drittel aller verbleibenden Restemissionen in Höhe von 62 Millionen Tonnen CO₂ aus der Landwirtschaft. Lediglich 2 Millionen Tonnen Restemissionen sollen aus der Energiewirtschaft kommen und zwar in Form der Verbrennung von Abfall, nicht von Erdgas.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, Juni 2021, S. 23;

online abrufbar: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland/>

Die Aussage, die vorgesehenen verbleibenden Restemissionen würden ganz überwiegend auf die Nutzung von Erdgas als Energieträger zurückzuführen sein, ist daher unzutreffend.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass nach der Studie der Internationalen Energieagentur bereits seit 2021 keine neuen Erdgasförderungsvorhaben mehr hätten genehmigt werden dürfen, also erst recht nicht im Jahr 2023.

IEA, Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, Oktober 2021, S. 102 f.,

online abrufbar: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>;

siehe auch: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/klimaschutz-klimaneutralitaet-kohlekraft-verbrennungsmotor-atomenergie-iea-birol-1.5297497>

2.2.2 Unzureichende Ermittlungen der Treibhausgasemissionen

Dies vorangestellt treffen auch die weiteren Er widerungen der Vorhabenträgerin im Einzelnen nicht zu. Insbesondere genügen die Ermittlungen der Auswirkungen des Vorhabens auf die nationalen Klimaschutzziele nicht den Anforderungen des § 13 KSG.

2.2.2.1 Berücksichtigung von Methanemissionen

Entgegen der Auffassung der Vorhabenträgerin sind auch Methanemissionen aus Leckagen, Unfällen oder sonstigen Störfällen im Rahmen des § 13 Abs. 1 Satz 1 KSG zu berücksichtigen. Ob diese unwahrscheinlich sind und das Risiko durch Sicherheitsvorkehrungen weiter reduziert werden kann, ist eine Frage der Gewichtung der möglichen Auswirkungen auf die nationalen Klimaschutzziele. Die Möglichkeit der Reduktion der Risiken befreit jedoch nicht von der Notwendigkeit, die Auswirkungen solcher Störfälle auch im Hinblick auf damit einhergehende Treibhausgasemissionen zu quantifizieren. Denn nur so können die damit einhergehenden Risiken im Rahmen der für die Vorhabenzulassung erforderliche Abwägung und Ermessensentscheidung gewichtet werden. § 13 Abs. 1 KSG erfordert eine solche Risikobewertung auch unter Klimaschutz Gesichtspunkten. Hierbei ist mindestens eine Schätzung aufgrund gesicherter Erfahrungssätze erforderlich.

Fellenberg in: ders./Guckelberger, Klimaschutzrecht, 2022, § 13 KSG Rn. 24; *Schink* in: Frenz (Hrsg.), Klimaschutzrecht, 2. Aufl. 2022, § 13 KSG Rn. 24.

Für derartige Störfälle bestehen auch, anders als die Vorhabenträgerin meint, vernünftigerweise Anhaltspunkte. Denn wie bereits in der Einwendung vom 09.12.2022 ausgeführt stellen gerade Leckagen ein großes und bislang stark unterschätztes Umweltproblem bei der Erdgasförderung dar. Das bei Leckagen freiwerdende Methan spielt bei der Betrachtung der Klimawirkungen der Erdgasförderung keine bloß untergeordnete Nebenrolle. Im Durchschnitt gehen 1,7 Prozent der weltweiten geförderten Gasmenge durch Leckagen verloren. Diese Mengen sind, da es hierbei zu einem großen Teil um Methan geht, das 28-mal klimaschädlicher ist als CO₂, erheblich.

Für die Berücksichtigung dieses Risikos ist nach § 13 KSG nicht nur die Wahrscheinlichkeit des Eintritts einer Leckage oder eines sonstigen Störfalls zu ermitteln, sondern auch die Auswirkungen eines solchen Störfalls auf die nationalen Klimaziele.

2.2.2.2 Ermittlung „mittelbarer“ Emissionen

Auch die Ermittlung „mittelbarer“ Emissionen, d.h. hier insbesondere die Treibhausgasemissionen, die durch die Verbrennung von Erdgas als Energieträger entstehen, wird von § 13 Abs. 1 Satz 1 KSG selbstredend gefordert,

siehe nur *Schink* in: Frenz (Hrsg.), Klimaschutzrecht, 2. Aufl. 2022, § 13 KSG Rn. 24.

Dabei ist es zunächst unerheblich, ob die Berücksichtigung öffentlicher Interessen im Rahmen des § 48 Abs. 2 BBergG, wie die Vorhabenträgerin meint, dort ihre Grenze hat, wo die Wahrnehmung dieser Interessen der Zuständigkeit einer anderen Behörde zugewiesen ist. Ob diese gerade auch in dem Verweis auf die Kommentirstelle bei Boldt/Weller/Kühne/v. Mäßenhausen wenig überzeugende Auffassung zutrifft, bedarf hier keiner Erörterung. Denn die Wahrnehmung der Berücksichtigung der nationalen Klimaziele ist gerade nicht der Zuständigkeit einer anderen Behörde zugewiesen. Sinn und Zweck des § 13 KSG ist es gerade, die Berücksichtigung der nationalen Klimaschutzziele querschnittsartig überall dort einzuführen, wo Planungsspielräume bestehen, Abwägungen vorgenommen werden oder Ermessensentscheidungen getroffen werden. Eine Bereichsausnahme für Treibhausgasemissionen, die dem Emissionshandel unterfallen, sieht § 13 KSG nicht vor. Die Berücksichtigung der nationalen Klimaschutzziele ist also gerade nicht einer bestimmten Behörde zugewiesen, sondern derjenigen Behörde, die plant, eine Abwägung trifft oder Ermessen ausübt.

Darüber hinaus missversteht die Vorhabenträgerin auch die von ihr zitierte Kommentirstelle. Mit der Einschränkung „unbeschadet anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften“ in § 48 Abs. 2 BBergG kann, wenn überhaupt, nur die Berücksichtigung derjenigen Interessen ausgeschlossen sein, auf die eine andere Behörde eine Untersagungsverfügung stützen könnte,

in dieser Hinsicht klarer als Boldt u.a.: *Frenz* in: ders. (Hrsg.), BBergG, 2019, § 48 Rn. 57.

Eine Untersagungsverfügung ist nach den §§ 20 ff. BEHG, §§ 29 ff. TEHG aber nur im Falle von Luftfahrzeugbetreibern gemäß § 31 TEHG möglich. Auch deswegen ist die Berücksichtigung der nationalen Klimaschutzziele nach § 13 Abs. 1 KSG i.V.m. § 48 Abs. 2 BBergG auch nach der von der Vorhabenträgerin angeführten Auffassung geboten.

Dies kann durchaus dazu führen, dass Auswirkungen auf nationale Klimaschutzziele mitunter bei mehreren unterschiedlichen staatlichen Entscheidungen berücksichtigt werden. Eine solche mehrfache Berücksichtigung ist aber unschädlich und führt weder zu einer Verfälschung der Jahresemissionsbudgets noch zu einem Widerspruch zum Emissionshandelsystem.

Der Verbrauch der Jahresemissionsbudgets wird nicht über die jeweilige Berücksichtigung

nach § 13 KSG ermittelt. Vielmehr werden die Daten der Treibhausgasemissionen nach § 5 Abs. 1 KSG durch das Umweltbundesamt völlig unabhängig davon ermittelt, ob diese Gegenstand einer Planungs-, Abwägungs- oder Ermessensentscheidung waren und nach § 13 KSG berücksichtigt wurden. Die Berücksichtigung führt also mitnichten dazu, dass die ermittelten Treibhausgasemissionen von Jahresemissionsbudget abgezogen würden und für weitere Entscheidungen dann nicht mehr zur Verfügung stünden. Die Vorhabenträgerin missversteht das Regelungssystem des KSG hier ganz grundsätzlich.

Auch besteht keinerlei Widerspruch zum Emissionshandelssystem. Wie der Vorhabenträgerin bekannt sein sollte, trifft es nicht zu, dass sich der Gesetzgeber im Rahmen des Emissionshandelssystems grundsätzlich für eine Regulierung auf Verbrauchsseite entschieden hätte. Denn für das nationale Emissionshandelssystem knüpft das Brennstoffemissionshandlungsgesetz (BEHG) nicht an den Verbrauch, sondern an das Inverkehrbringen von Brennstoffen an, siehe § 2 Abs. 1 BEHG. Unternehmen, die mit Heizöl, Erdgas, Benzin und Diesel handeln, müssen seit dem 1. Januar 2021 dafür einen CO₂-Preis bezahlen. Sie werden verpflichtet, für den Treibhausgas-Ausstoß, den ihre Produkte verursachen, Emissionsrechte in Form von Zertifikaten zu erwerben. Der Gesetzgeber zieht hier also nicht den Verbraucher, sondern den Produzenten zur Verantwortung. Ein Grundsatz dahingehend, dass Treibhausgasemissionen nur auf Verbrauchsseite zu berücksichtigen wären, lässt sich aus dem Emissionshandelssystem also gerade nicht ableiten.

Es entspricht auch durchaus dem Sinn und Zweck des Berücksichtigungsgebots, die Auswirkungen auf die nationalen Klimaschutzziele auf mehreren Ebenen zu berücksichtigen. Sinn und Zweck des Berücksichtigungsgebots liegt auch darin, dass Träger staatlicher Aufgaben dazu gezwungen sind, sich über die Bedeutung ihrer Entscheidungen für den Klimaschutz Klarheit zu verschaffen und sich zunächst mit dem Problemfeld auseinanderzusetzen, um Klimaschutzgesichtspunkte bei ihrer Entscheidung berücksichtigen zu können,

BT-Drs. 19/14337, S. 36.

Da es nur um eine Berücksichtigung geht, nicht aber um eine Beachtung, ist eine mehrfache Berücksichtigung von Treibhausgasemissionen nicht schädlich, sondern im Gegenteil sogar sachgerecht. Denn damit es überhaupt zu einem Ausstoß von Treibhausgasemissionen kommt, müssen in einer unserer arbeitsteiligen Gesellschaft mehrere Verantwortliche und Faktoren zusammenwirken. Nicht nur muss eine Nachfrage nach Treibhausgasemittierenden Tätigkeiten bestehen, zugleich muss auch das Angebot an den notwendigen Energieträgern geschaffen werden. Beides bedingt sich gegenseitig. Wer die Nachfrage schafft, beispielsweise durch Errichtung und Betrieb eines Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerks, setzt einen ökonomischen Anreiz dafür, das dafür erforderliche Gas zu fördern. Umgekehrt erhöht aber die Förderung von Erdgas das Angebot und senkt damit die Preise, was wieder-

rum einen Anreiz zum Einsatz von Erdgas und die damit einhergehenden Treibhausgasemissionen schafft. In Analogie zur Argumentation der Vorhabenträgerin könnte der Betreiber des GuD-Kraftwerks ebenso gut behaupten, die Verbrennung von Erdgas in seinem Kraftwerk habe keine Auswirkungen auf die Klimaziele, weil das bereits geförderte Erdgas andernfalls an anderer Stelle verbrannt oder, was im Falle von Methan noch klimaschädlicher wäre, unverbrannt in die Atmosphäre entlassen werden.

Die Argumentation der Vorhabenträgerin würde also dazu führen, dass entgegen der ausdrücklichen Regelung des § 13 Abs. 1 KSG die Auswirkungen der Nutzung fossiler Energien auf die nationalen Klimaschutzziele faktisch niemals berücksichtigt werden müsste. Diese Betrachtungsweise läuft der Regelungsintention des § 13 Abs. 1 KSG offensichtlich zuwider. Eine Zurechnung der Emissionen zu nur einem einzelnen Akteur und einer einzelnen Entscheidung wird der tatsächlichen Komplexität der Sach- und Interessenlage, die zum klimaschädlichen Ausstoß von Treibhausgasemissionen führt, nicht gerecht. Da die Beiträge zum Treibhausgasausstoß auf verschiedenen Ebenen gesetzt werden, ist es auch sachgerecht, diesen jeder der Ebene zu berücksichtigen.

Zudem darf nicht außer Acht gelassen werden, dass auf die Zulassung der Förderung von Erdgas nicht notwendig eine weitere staatliche Zulassung der Verbrennung des Erdgases als Energieträger folgt, bei der die Auswirkungen auf die nationalen Klimaschutzziele Berücksichtigung finden. Die nachfolgende Zulassung kann ohne Abwägung oder Ermessensausübung ergehen oder es kann mitunter auch überhaupt keiner weiteren Zulassung bedürfen. Dann ist aber die Entscheidung über die Zulassung der Förderung der einzig mögliche Zeitpunkt, zu dem eine staatliche Berücksichtigung der Auswirkungen auf die nationalen Klimaschutzziele überhaupt erfolgen kann

Angesichts der klaren Zwecksetzung der Erdgasförderung ist es auch abwegig zu behaupten, es gäbe keinen unmittelbaren Zusammenhang zwischen der Erdgasgewinnung und dem Verbrauch des Erdgases. Die Verbrennung des geförderten Erdgases zur Energiegewinnung ist, wie ja auch die Vorhabenträgerin selbst geltend macht, Sinn und Zweck des gesamten Prozesses. Erdgas, das unter der Erde bleibt, gelangt nicht in die Atmosphäre. Daher setzt die Vorhabenträgerin durch ihr Vorhaben – und die Zulassungsbehörde durch die Zulassung des Vorhabens – die notwendige Voraussetzung dafür, dass das Erdgas in Form von CO₂ in die Atmosphäre gelangt und das verbleibende Emissionsbudget aufbraucht. Der ganz offensichtliche Bezug zwischen Erdgasgewinnung und einzelnen Verbrauchsstellen ist, dass es dasselbe Erdgas ist, das hier gefördert und dort verbrannt wird. Im Falle des Vorhabens, das Gegenstand des Urteils des Bundesverwaltungsgerichts vom 04.05.2022 – 9 A 7/21 – war, kommen die Verbrauchsstellen zum ortsfesten Produkt des Vorhabens – der BAB A14. Im Falle des hiesigen Vorhabens kommt das Produkt des Vorhabens zu den Verbrauchsstellen. Es ist kein Grund dafür ersichtlich, dass dies eine andere

Beurteilung der Anforderungen des § 13 KSG verlangen könnte.

2.2.3 Keine Berücksichtigung von importiertem LNG

Soweit die Vorhabenträgerin anführt, die DUH vertrete eine „NIMBY-Position“, hat Sie die Einwendung vom 09.12.2022 offensichtlich in weiten Teilen überhaupt nicht zur Kenntnis genommen. Dort wird auf Seite 10 f. ausgeführt, dass auf keine Weise gewährleistet oder auch nur vorhersehbar ist, dass das von der Vorhabenträgerin importiertes Gas ersetzen würde. Vielmehr ist absehbar, dass das von der Vorhabenträgerin geförderte Gas lediglich zu dem weiterhin importierten Gas hinzutreten und so die gesamte auf dem Markt verfügbare Menge an Gas erhöhen würde. Durch das höhere Angebot sinken die Preise, was wiederum Nachfrage und Verbrauch steigert. Auf diese von der Vorhabenträgerin nicht zur Kenntnis genommenen und daher unerwiderten Ausführungen wird hier zur Vermeidung von Wiederholungen Bezug genommen.

3. Zur Erwidernng der Vorhabenträgerin auf Punkt 5.2 der DUH Einwendung und zur themenbezogenen Erwidernng „Chemikalien und andere Stoffe“ (Dokument K)

Zu diesem Punkt verweisen wir auf die Anlagen 1 und 2, welche als Teil unserer Stellungnahme vorgebracht wird.

Mit freundlichen Grüßen



Sascha Müller-Kraenner
Bundesgeschäftsführer

Anlage

Anlage 1_Chemikalien und andere Stoffe
Anlage 2_Produktionswasser

Anlage 1: Zur themenbezogenen Erwiderung „Chemikalien und andere Stoffe“ (Dokument K)

Nr. (in Synopse)	Einwendung / Stellungnahme	Erwiderung Antragstellerin	Erneute Stellungnahme der Einwenderin
Anlage K_Themenbezogene Erwiderung 'Chemikalien und andere Stoffe'			
	<p>Benzo[a]pyren, Benzo[j]fluoranthen, Benzo[ghi]perylen und Indeno[1,2,3-cd]pyren sind polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAH) mit der Bruttoformel C₂₀+H₁₂+. PAK sind Produkte, die bei unvollständiger Verbrennung bei Temperaturen zwischen 300 und 600 °C entstehen. Das Gas aus N05-A enthält keine Fraktionen von Kohlenwasserstoffen über C₁₂. Da rohes Erdgas in der Lagerstätte eine Temperatur von etwa 110 °C und an der Exportpipeline zu NGT eine Temperatur von 35 °C hat, ist es unwahrscheinlich, dass dieser Stoff bei der Erdgasförderung freigesetzt wird. Es ist auch unwahrscheinlich, dass es beim Abfackeln freigesetzt wird, da die höheren Fraktionen vor dem Abfackeln abgetrennt und getrennt entsorgt werden und weil die Fackel eine fast vollständige</p>		<p>Zu den polycyclischen aromatischen Kohlenwasserstoffen PAH gehören nicht nur die genannten schwer flüchtigen Substanzen >C₂₀, sondern auch z.B. Naphthalin, das von One Dyas als Bestandteil des auch an der geplanten Bohrstelle N05A geförderten Erdgases beschrieben wird. Ob und welche weiteren Chemikalien aus der Gruppe der PAH in dieser Lagerstätte vorhanden sind, lässt sich erst sagen, wenn konkrete Analysen vorliegen. Solche Analysen könnten an geologisch und chemisch ähnlichen Lagerstätten erfolgen, wurden aber von One Dyas bis dato nicht vorgelegt.</p> <p>Mit 'Unwahrscheinlichkeiten' mit Blick auf Chemikalien und Materialien, die bei der Erdgasförderung freigesetzt werden könnten, zu argumentieren, macht wenig Sinn, wenn Informationen über die genaue Zusammensetzung des geförderten Gases unbekannt sind bzw. nicht zugänglich gemacht werden.</p> <p>One Dyas hat angegeben, dass Bohrflüssigkeiten u.a. Naphtha und Naphthalin enthalten können. Es fehlen Angaben, wie die Zusammensetzung des geförderten Erdgases und der freigesetzten Produktionswässer</p>

	Verbrennung (Wirkungsgrad 99 %) bewirkt.		überprüft werden soll, um die Freisetzung von PAK, Quecksilber-Verbindungen, Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol (BTEX) und anderen Schadstoffen sicher ausschließen zu können.
	<p>Phenol, n-Heptan, n-Oktan, Tolyen, Xylol und Naphthalin (Sammelbezeichnung MKW, BTEX) sind leichte (aromatische) Kohlenwasserstoffe, die in Gas vorkommen. Einige dieser Substanzen können auch im Gas von N05-A vorkommen, siehe die Gaszusammensetzung in den Anhängen der Berichte von RHDHV "Emissie- en ZZS-toets" (Anhang 20) und "Forschung zur Luftqualität" (Anhang 21). Da sie leicht wasserlöslich sind, werden sie vom Gas getrennt und mit dem Produktionswasser abgeleitet. Durch den Aktivkohlefilter werden sie zwar teilweise adsorbiert, aber nicht vollständig herausgefiltert. In Anlage 19, RHDHV MER Ergänzung, Tabelle 7-3, wird angegeben, dass bei einer konservativ geschätzten Produktionswassermenge von 60 m³ pro Tag und einer Konzentration von 110 mg/L 2.410 kg aromatische Kohlenwasserstoffe pro Jahr eingeleitet werden. ONE-Dyas wird die Möglichkeit der Reinjektion des</p>		<p>BTEX, Naphthalin und andere Kohlenwasserstoffe sind in dem geförderten Gas und im Lagerstättenwasser enthalten. Bekanntermaßen sind auch Alkylphenole häufig Bestandteil von Lagerstätten- bzw. Produktionswasser.</p> <p>Benzol, Alkylphenole und andere aromatische Kohlenwasserstoffe sind toxisch für Muscheln, Fische und andere aquatische Organismen. Sie sind z.T. bioakkumulativ, auch 'geringe' Konzentrationen sind daher nicht zu vernachlässigen bei einer geplanten Produktionszeit von 10 bis hin zu 35 Jahren.</p> <p>Ein kürzlich erstelltes Gutachten (http://bi-saubere-luft-ostfriesland.de/wp-content/uploads/Bijlage-2-2022-11-P914-BioConsult-Riffabgrenzung-N05a_ENG_2022_11_02.pdf) und Veröffentlichungen auf Basis von vor Ort durchgeführten marinen Untersuchungen legen nahe (https://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/bo-rkum-neues-felsriff-in-der-deutschen-nordsee-entdeckt-a-00000000-0002-0001-0000-000172071855), dass in unmittelbarer Nähe sowohl der Bohrstelle N05A auf niederländischer Seite als auch entlang der auf deutscher Seite geplanten Kabeltrasse Steinriffs mit einzigartiger Meeresfauna befinden. Auch die von One Dyas</p>

	<p>Produktionswassers in ein leeres Bohrloch in Übereinstimmung mit den niederländischen Genehmigungen prüfen.</p>		<p>vorgelegten Ausbreitungsrechnungen zeigen, dass die betroffenen Gebiete in Entfernungen liegen, die von durch die Förderung freigesetzten Abwässern erreicht werden.</p> <p>Diesen Hinweisen wurde bisher nicht nachgegangen. Die Freisetzung aquatoxischer Chemikalien mit nachteiligen Auswirkungen auf einzigartige marine Ökosystemen muss geprüft und gegebenenfalls vermieden werden.</p> <p>Aus den von One Dyas vorgelegten Unterlagen geht hervor, dass die geplante Aktivkohle-Filterung dafür nicht ausreichen wird. Es werden keine Angaben gemacht, wie dieses Problem gelöst werden soll.</p> <p>Aus den Unterlagen geht nicht hervor, welches Monitoring vorgesehen ist, um die Produktionswässer auf die genannten Schadstoffe zu untersuchen.</p>
	<p>Barium, siehe oben unter radioaktive Stoffe. Barium ist auch in der Bohrspülung enthalten (als Baryt). Sulfat ist häufig in Salzen, einschließlich Gips, enthalten und wird in Bohrschlämmen verwendet. ONE-Dyas hat entschieden, den gesamten Bohrschlamm an Land zu bringen und dort fachgerecht zu entsorgen.</p>		<p>Barium wird verbreitet in Bohrspülungen und Bohrschlämmen eingesetzt, hat jedoch nachteilige Auswirkungen auf die Marine Umwelt, u.a. kann Barium sich in den Körpern von Fischen und anderen Wasserlebewesen anreichern. Persistente Bariumverbindungen verbleiben gewöhnlich im Sediment von Gewässern.</p> <p>Es fehlen Angaben darüber, wie sicher gestellt werden soll, dass</p>
	<p>Methanol ist ein Frostschutzmittel, das beim Anfahren kalter Brunnen eingesetzt wird. Dabei handelt es</p>		<p>Methanol, Monoethylenglykol (MEG) und Triethylenglykol (TEG) werden als Frostschutzmittel eingesetzt. Sie sind wasserlöslich.</p>

	<p>sich um maximal 28.500 kg pro Jahr. Methanol ist wasserlöslich und steht auf der Ospar-Liste der nicht umweltschädlichen Chemikalien (Pose Litte Or NO Risk to the environment = PLONOR-Liste). Siehe Wabo Anlage 3 VIB für das Sicherheitsdatenblatt und WRFB (Kap. 4.2.8, S. 40).</p> <p>Monoethylenglykol (MEG) ist ein Frostschutzmittel, das bei der Wartung von Bohrlöchern zur Durchführung von Drucktests verwendet wird. MEG ist wasserlöslich und steht auf der Ospar-Liste der nicht umweltschädlichen Chemikalien (Pose Litte Or NO Risk to the environment = PLONOR-Liste). Pro Jahr werden etwa 400 Liter verbraucht.</p> <p>Triethylenglykol (TEG) ist ein Frostschutzmittel, das zur Trocknung von Erdgas verwendet wird. Das TEG befindet sich in einem nahezu geschlossenen System, wobei das verbrauchte TEG regeneriert wird. Ein kleiner Teil des TEG löst sich in Wasser auf und geht mit dem Produktionswasser über Bord.</p>		
7 Stadt Leer	<p>Neben den wasserbasierten Spülungen (WBM) ist laut Rahmenbetriebsplan (Kap. 4.2) auch die Verwendung von ölbasierten Spülungen (OBM)</p>	<p>Beim Bohren mit OBM gibt es große Erfahrung, da es bei fast allen Bohrungen eingesetzt wird. Während des Einsatzes von OBM geht die Bohrinne in den so genannten ‚Zero-Discharge‘-Modus über, d.h. es wird</p>	<p>OBM enthalten neben BTEX eine Reihe weiterer Schadstoffe, u.a. polyaromatische Kohlenwasserstoffe (PAH) wie Naphthalin, WBM können Alkylphenole (AP) enthalten.</p>

<p>vorgesehen, d.h. Mit einem Anteil von 60% bis 75% Mineralöl. Hierzu soll im Rahmen eines Monitorings der Bohrspülverlust beobachtet und ggf. Reduziert werden. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb die ölbasierten Spülungen erforderlich werden, da offensichtlich bei Bohrtätigkeiten von einem Verlust von Bohrspülung ausgegangen wird. Es ist beabsichtigt, die Entsorgung und Aufbereitung von OBM an Land vorzunehmen. Seitens des Landkreises wird befürchtet, dass diese [Bohrspülverluste] zur Verunreinigung der Umgebung führen können. Dieses ist auszuschließen. Es wird bezweifelt, ob das gesamte Spülmaterial aufgefangen und der Entsorgung und Aufbereitung an Land zugeführt werden kann. Stattdessen sollte möglichst eine weniger wassergefährdende Spülung zum Einsatz kommt</p>	<p>keine Flüssigkeit, außer Sanitärabwasser, über Bord geleitet. Die Wahrscheinlichkeit, dass OBM ins Meer gelangt, ist aufgrund der strengen verfahren und der langjährigen Erfahrung minimal. Auch der Transport von mit OBM gebohrtem Schlamm und Bohrklein an Land ist gängige und sichere Praxis.</p>	<p>Aus der Verfahrensbeschreibung wird nicht zweifelsfrei deutlich, dass die Schadstoffe zurückgehalten werden können. Es fehlen Angaben zur Dimensionierung der Aktivkohlefilter-Verfahren, Wechselmodalitäten, Entsorgung und gegebenenfalls Regeneration der Aktivkohle. In der Anlage K_Themenbezogene_Erweiterung_Chemikalien wird angemerkt, dass Aktivkohlefilter nicht in der Lage sind, die genannten gefährlichen Substanzen vollständig aus dem Abwasser zu filtrieren. Die in das Wasser abgegebene Menge wird mit 2410kg aromatische KW pro Jahr angegeben. Zugrunde gelegt wird eine tägliche Abwassermenge von 60m³ und eine Konzentration von 110mg/L. Dies steht im Widerspruch zu an anderer Stelle von One Dyas angegebenen 210m³ Abwasser pro Tag.</p> <p>Nach wie vor fehlen Angaben zu den als Additive für OBM eingesetzten Chemikalien wie</p> <ul style="list-style-type: none"> - Korrosionsschutzmittel - Dispergiermittel - Sauerstoff-Scavenger - Fluoreszierender Farbstoff. <p>Welche Chemikalien verbergen sich hinter Bezeichnungen von Formulierungen, die als 'Non PLONOR chemicals' angegeben werden? Wann und wie werden diese Formulierungen eingesetzt? Gegebenenfalls: Welche Maßnahmen sind geplant, um die Freisetzung von Formulierungen zu verhindern, u.a. (vollständige Liste liegt vor):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Base Oil
--	--	--

			<ul style="list-style-type: none"> - Conqor 404 - Duovis - Defoam PlusNS - Glydrill - Lube - Nuosept - Staarglide - Versamul, Versagel, Versasurf, Versatrol <p>Bei einer vorgesehenen Betriebsdauer von 10 bis zu 30 Jahren sind auch vermeintlich geringe Mengen eingesetzter Chemikalien relevant, insbesondere wenn das Potential der Akkumulierung gegeben ist und insbesondere, da neuere Untersuchungen wie das bereits erwähnte Gutachten von Bio Consult ergeben haben, dass in unmittelbarer Nähe zu der Bohrplattform aber auch entlang der geplanten Kabeltrasse Steinriiffs mit einzigartiger Meeresboden-Fauna und -Flora vorhanden sind.</p>
DUH	<p>DUH: Bereits unter 4.) haben wir oben dargestellt, dass die Unterlagen u.a. zu Lagerstättenwasser bzw. Production Water unvollständig und defizitär sind. Darauf verweisen wir nochmals ausdrücklich.</p> <p>Darüber hinaus tragen wir auf Grundlage der vorliegenden, unvollständigen Unterlagen Folgendes vor: Der Wadden Sea Plan 2010 der 11. Trilateralen</p>	<p>Die Plattform befindet sich nicht im Wattenmeer. Darüber hinaus ist ONE-Dyas aufgrund der erteilten niederländischen Zulassungen verpflichtet, die Möglichkeit der Wiedereinleitung von Produktionswasser nach drei Jahren der Produktion zu prüfen. Im Wasserrechtlichen Fachbeitrag (ARSU 2022) werden die möglichen Auswirkungen der Einleitung des Produktionswassers auf das deutsche Küstenmeer in Kap. 5.5.2.3 und Kap. 6.2 dargestellt. Durch die vorgesehenen</p>	<p>Lagerstättenwasser / Produced Water Lagerstättenwasser besteht aus einer Mischung von organischen und anorganischen Substanzen, abhängig von Faktoren wie geologischer Standorte, Alter des Reservoirs u.a.</p> <p>Da die Lagerstätte N05A geologisch Ähnlichkeiten mit anderen schon in Produktion befindlichen Gasbohrungen im niederländischen Wattenmeer aufweist, ist es erstaunlich, dass One Dyas nach wie vor keine exakteren Angaben zu der zu erwartenden Zusammensetzung des Lagerstättenwassers geben kann.</p>

	<p>Regierungskonferenz zum Schutz des Wattenmeeres sieht auf Seite 34 vor das die Einleitung von Produktionswasser direkt von einer Plattform ins Meer verboten ist:</p> <p>discharges from oil and gas exploration and exploitation activities</p> <p>2.13 In the Nature Conservation Area, offshore activities that have an adverse impact on the Wadden Sea environment will be limited and zero-discharges will be applied. In the Wadden Sea Area outside the Nature Conservation Area, discharges of waterbased muds and cuttings will be reduced as far as possible, by applying Best Available Techniques and by prohibiting the discharge of production water from production platforms.</p> <p>Schon vor diesem Hintergrund ist klar, dass auf eine Einleitung des Lagerstättenwassers bzw. Production Waters im beantragten Projekt vollständig verzichtet werden muss.</p>	<p>Minimierungsmaßnahmen (Aktivkohlefilter, Ölabscheider) werden die Schadstoffkonzentrationen im Produktionswasser deutlich reduziert. Die Ausbreitung und resultierende Stoffkonzentrationen in der 3 Drachenfels, O. v. (2021): Kartierschlüssel für Biotoptypen in Niedersachsen unter besonderer Berücksichtigung der gesetzlich geschützten Biotope sowie der Lebensraumtypen von Anhang I der FFH-Richtlinie, Stand März 2021</p> <p>Nordsee wurden mit dem Modell Delft3D prognostiziert. Im Ergebnis werden die möglichen Stoffkonzentrationen aufgrund der schnellen und starken Verdünnung an der Grenze zum nächstgelegenen Wasserkörper Küstenmeer Ems-Ästuar messtechnisch nicht mehr nachweisbar sein.</p>	<p>Zu erwarten sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> - gelöste und dispergierte Mineralöle und Mineralien, Schwermetalle etc. - Produktionschemikalien wie Korrosionsschutz, Wachse, Asphalte <p>Bei Offshore-Bohrungen werden Lagerstätten-/Produktionswasser in die unmittelbare Umgebung der Bohrplattformen freigesetzt – und dies mit einer häufig höheren Toxizität für Meereslebewesen im Vergleich zu Rohöl.</p> <p>Lagerstättenwasser aus der Erdgasproduktion besitzt in der Regel einen höheren Anteil an flüchtigen Substanzen wie Benzol Toluol, Ethylbenzol und Xylol (BTEX) im Vergleich zu Lagerstättenwasser aus der Öl-Produktion.</p>
DUH	<p>Die vorliegende UVP kommt auch bei den Schadstoffeinträgen, die von der Plattform ausgehen werden zu dem Schluss, dass es dadurch zu keinerlei Auswirkungen auf Schutzgüter im deutschen</p>	<p>Die Auswirkungen in der Nähe des Einleitungsortes beschränken sich auf die niederländische Nordsee. Sie wurden im niederländischen Zulassungsverfahren behandelt. Für das deutsche</p>	<p>Siehe: https://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/borkum-neues-felsriff-in-der-deutschen-nordsee-entdeckt-a-00000000-0002-0001-0000-000172071855</p>

<p>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. Zudem sind die Unterlagen wie oben ausgeführt unvollständig, weshalb ebenfalls keine abschließende Aussage möglich ist.</p> <p>Des Weiteren wird bei den Ausbreitungsrechnungen von nur sehr wenigen eingeleiteten Stoffen in geringer Konzentration ausgegangen. Darunter ist aber auch Benzol.</p> <p>Benzol ist in Europa als sehr besorgniserregender Stoff (ZZS/SVHC) gelistet. Er ist karzinogen und stark wassergefährdend. Benzol zeigt in aquatischen Systemen gegenüber Fischen und Kleinkrebsen die größte Toxizität. In mariner Umgebung, kann in Wasser gelöstes Benzol schon in Konzentrationen von wenigen parts per billion einen toxischen Effekt auf Fischlarven und andere marine Organismen haben.</p>	<p>Planfeststellungsverfahren wurden die Auswirkungen auf deutscher Seite 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 2 µg/l. Toxische Wirkungen gegenüber marinen Organismen können daher mit Sicherheit ausgeschlossen werden (vgl. Kap. 6.2 des Wasserrechtlichen Fachbeitrags).</p>	
---	--	--

	<p>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.</p>		
DUH	<p>Die Unterstellung, dass 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 Hg aus dem Untergrund remobilisiert werden. Dieses Methylquecksilber wird somit wieder bioverfügbar und reichert sich in der</p>	<p>Die Verlegung und der Betrieb der Erdgaspipeline sind nicht Gegenstand des Planfeststellungsverfahrens. Im Übrigen kann eine messbare zusätzliche Anreicherung von Schwermetallen in Biota (relevant für Quecksilber) aufgrund der starken Verdünnung und großräumigen Umverteilung der Schwermetalle sowie der Kurzfristigkeit der Konzentrationserhöhung im Wasser nicht stattfinden. Bereits nach der initialen Verdünnung im direkten Umfeld der Pipeline</p>	<p>Siehe oben: auch geringe Konzentrationen werden dann relevant wenn sie über viele Jahre und Jahrzehnte in die Umwelt abgegeben werden. Neben den genannten Chemikalien (BTEX) und Schwermetallen spielen polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK), und Alkylphenole, deren toxische Wirkung auf Meereslebewesen nachgewiesen wurde, eine Rolle. Aus der bislang bekannten Chemikalien-Liste ist noch nicht ersichtlich, ob möglicherweise weitere persistente organische Schadstoffe</p>

	<p>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 kann sich Benzol 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 PLONOR-Liste 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.</p>	<p>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, es handele sich bei der Mobilisierung von Quecksilber aus dem Sediment vollständig um Methylquecksilber, wird zurückgewiesen. Tatsächlich kann davon ausgegangen werden, dass der Anteil an MeHg äußerst gering ist. Bei Baggerungen in der Ostsee wurde in Bezug auf das freigesetzte Hg beispielsweise ein Verhältnis von 99 % anorganischem Quecksilber und 1 % MeHg nachgewiesen⁴, 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).</p>	<p>(POP) wie bromierte oder fluorierte Alkylsubstanzen (PFAS) eingesetzt und möglicherweise freigesetzt werden.</p>
--	--	--	---

		<p>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. Hinzu kommt, 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</p>	
--	--	---	--

		<p>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).</p> <p>Darüber hinaus ist Benzol leicht biologisch abbaubar und reichert sich in Organismen nicht nennenswert an.</p> <p>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 bei Einsatz und Abfluss in die See besteht nur ein geringes oder kein Risiko für die Umwelt.</p> <p>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)</p>	
--	--	--	--

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

Anlage 2: Stellungnahme zur Erwidern der Vorhabenträgerin auf Punkt 5.2 der DUH Einwendung und zur themenbezogenen Erwidern „Chemikalien und andere Stoffe“

Autor: Bernd Ebeling

5.4.3 Emissionen in die Wasserproduktionsphase (Dokument MER-Teil-2-Auswirkungen-auf-die-Umwelt-Gaswinning-N05-A) und der Online-Konsultation für das Vorhaben „Richtbohrungen von der Plattform N05-A in den deutschen Sektor der Nordsee einschließlich der Erdgasförderung im deutschen Hoheitsgebiet“ des niederländischen Unternehmens ONE Dyas B.V. vom 17. Bis 23. März 2023

One Dyas hat in seinem Bericht angegeben, dass zwischen 60 m³/Tag und 210 m³/Tag Produktionswasser von der Erdgas-Produktionsplattform in das Meer eingeleitet werden. In Deutschland wird der Begriff Produktionswasser allgemein nicht verwendet, es wird der Begriff Lagerstättenwasser verwendet. Weiterhin fallen unter den Begriff Produktionswasser auch Reinigungswässer von Bohrlochreinigungen.

Was ist Lagerstättenwasser?

Lagerstättenwasser ist ein Bestandteil in Erdgas- und Erdöllagerstätten. Es besteht aus Wasser, gelösten Salzen, Kohlenwasserstoffen, Schwermetallen und radioaktiven Stoffen sowie organischen und anorganischen Stoffen. Die genaue Zusammensetzung variiert in Abhängigkeit von der Lagerstätte. Lagerstättenwasser wird mit Erdgas oder Erdöl automatisch an die Tagesoberfläche gefördert.

Was sind Reinigungswässer aus Bohrlochreinigungen?

Mit dem Erdgas wird Lagerstättenwasser gefördert. Im laufenden Betrieb gibt es Ablagerungen/Verstopfungen in der Erdgaslagerstätte im Bereich des Bohrloches, welches zu einer Reduzierung der Erdgasproduktion führt. Um die Erdgasproduktion zu steigern wird die Erdgaslagerstätte im Bereich des Bohrlochs gereinigt, zum Beispiel mit Säureinsatz. Häufig wird dabei zum Beispiel 18 %ige Salzsäure (HCl) verwendet. Weiterhin müssen die Förderstränge/Tubinge von Scales/Krusten befreit werden, da diese Scales/Krusten die Erdgasförderung reduzieren.

Diese Reinigungswässer beinhalten Wasser, gelösten Salze, Kohlenwasserstoffe, Schwermetalle, radioaktiven Stoffe, Chemikalien und Biozide. Diese Reinigungswässer sind häufig stärker kontaminiert als Lagerstättenwasser, da die Schadstoffe höher konzentriert sind.

Umweltauswirkungen von Produktionswasser

Die Wirkung des erzeugten Wassers in einer bestimmten Umgebung hängt von der physikalischen, chemischen und biologischen Zusammensetzung dieser Umgebung ab. Die Befunde zeigen dass es trotz der hohen Toxizität von Produktionsabwässern nur wenige Informationen über ihre

Auswirkungen auf die exponierte Ökologie gibt. Die organischen und anorganischen Verbindungen im Produktionswasser haben eine höhere Toxizität im Vergleich zu der von Rohöl.

One Dyas hat in der folgenden Tabelle Angaben gemacht zu Schadstoff-Konzentrationen für nur 9 Parameter des Produktionswassers sowie Schadstoff-Frachten pro Jahr ermittelt.

Tabelle 2223: Überblick über die jährlichen Emissionen ins Meer von Substanzen im Produktionswasser während der Produktionsphase

Stoffe	Konzentration (mg/l)	Fracht (kg / Jahr)		
		Normalbetrieb60 m ³ Wasser / Tag	Viel Formationswasser210 m ³ Wasser / Tag	
Kohlenwasserstoffe	Aliphistik	< 30 mg/l ²⁶	660	2.300
	Aromaten (ca. 80% Benzol)	130	2.850	9.960
Metalle	Metallisches Quecksilber	0,0011	0,02	0,08
	Kadmium	0,0025	0,05	0,19
	Leitung	0,03	0,7	2,3
	Zink	2,0	45	150
	Nickel	0,03	0,7	2,3
Methanol	4/Jahr, 750 l/Produktion/Anlauf	-	28.500	28.500

Allerdings sind viel zu wenige Schadstoffe aufgeführt für Produktionswasser, welche in das Meer eingeleitet werden sollen. Die Erdgas-Lagerstätte N05-A ist eine Rotliegend-Erdgas-Lagerstätte. Um den Einfluss der mit dem Produktionswasser eingeleiteten Schadstoffe in das Meer beurteilen zu können, wurde im Auftrag von One Dyas durch RHDHV eine Fahnenmodellierung für die Auswirkungen durchgeführt. Allerdings ist nur das Ergebnis der Fahnenmodellierung in den Unterlagen als ein 9-Seiten-Papier dargestellt. Die komplette Berechnung der Fahnenmodellierung wird in dem 9-Seiten-Papier zitiert als RHDHV (Royal HaskoningDHV) (2021): Ergänzende EIA - Gasproduktion N05-A (Deutsche Übersetzung des maßgeblichen niederländischen Originaltextes). Im Auftrag von ONE Dyas B.V. 24.12.2021, 99 S. + Anlagen.

Diese komplette Berechnung der Fahnenmodellierung ist allerdings in den Unterlagen nicht enthalten, und konnte bisher fachlich nicht bewertet werden.

Fraglich ist auch welche Schadstoffe des Produktionswassers in der Fahnenmodellierung durch RHDHV verwendet wurden. In der oben genannten Tabelle sind nur 9 Parameter aufgeführt, dem Verfasser liegen Analysen von Produktionswasser (Lagerstättenwasser) von vergleichbaren Rotliegend-Erdgaslagerstätten aus Niedersachsen vor (Quelle: Studie vom 1. Juli 2014 Nachhaltiger Umgang mit Lagerstättenwasser aus der Erdgasförderung der RWE Dea AG in Niedersachsen). In diesen Unterlagen wurden 120 Parameter untersucht.

Im Rahmen der Online-Konsultation für das Vorhaben „Richtbohrungen von der Plattform N05-A in den deutschen Sektor der Nordsee einschließlich der Erdgasförderung im deutschen Hoheitsgebiet“ des niederländischen Unternehmens ONE Dyas B.V. vom 17. Bis 23. März 2023 wurde nun **erstmalig** die sogenannte Fahnenmodellierung zugänglich gemacht im Dokument *Anlage_19_RHDHV_2021_MER_Ergänzung.pdf* siehe Seite 20 ff – Seite 30

In seiner Stellungnahme fordert der Niedersächsische Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz (NLWKN) eine Erklärung für die Einleitung von Benzol, Quecksilber, Cadmium und Nickel. Um einen guten chemischen Zustand in deutschen Gewässern zu

erreichen, ist zum Beispiel bei Quecksilber eine messbare Erhöhung der Konzentration nicht zulässig, da die Obergrenze bereits überschritten ist.

Das NLWKN schreibt weiter in seiner Stellungnahme:

1. Fachbeitrag WRRL/Bewertung der Auswirkungen auf den „Chemischen Zustand“

Die Förderplattform liegt im Küstenmeer im Bereich zwischen 1sm und 12sm seewärts der Basislinie. Für diesen Bereich ist entsprechend den Anforderungen der WRRL die Einhaltung des „Guten chemischen Zustand“ durch die Mitgliedsstaaten zu überwachen und sicherzustellen. Dementsprechend ist im Rahmen einer immissionsseitigen Betrachtung zu prüfen, ob bei Umsetzung der oben genannten Maßnahme das Verschlechterungsverbot nach dem Art. 4 WRRL und die Bewirtschaftungsziele nach § 44 und § 47 WHG eingehalten werden. Dem „Internationalen Bewirtschaftungsplan 2021-2027 der FGE Ems“ können die derzeitigen Einstufungen des Wasserkörpers „Hoheitsgewässer Ems-Dollart (DETE_DENI_N0-3990, NL_TW_NL95_EEMS_TEW)“ entnommen werden. Sowohl auf deutscher, als auch auf niederländischer Seite wird der chemische Zustand des Gewässers mit „nicht gut“ bewertet. Ausschlaggebend hierfür sind in beiden Fällen Überschreitung bei den Umweltqualitätsnormen für Quecksilber und Bromierte Diphenylether (BDE).

Auf niederländischer Seite kommt mit Benzo(g,h,i)perylene ein weiterer Stoff hinzu, der die Umweltqualitätsnorm überschreitet. Gemäß dem „Verschlechterungsverbot“ darf es bei Schadstoffen, die bereits die Umweltqualitätsnorm überschritten haben, zu keinen weiteren messbaren Konzentrationserhöhungen an der Referenzmessstelle kommen. Ebenfalls darf es zu keiner Überschreitung der UQN für alle weiteren Parameter der RICHTLINIE 2013/39/EU in Bezug auf prioritäre Stoffe kommen, (RL zu UQN), die in Deutschland über die Anlage 8 (Tabelle 1 und 2) der Oberflächengewässerverordnung (OGewV) in nationales Recht umgesetzt wurde. (Zitat Ende)

Die Stellungnahme des NLWKN muss weiter ergänzt werden durch folgende Daten für Produktionswasser/Lagerstättenwasser aus vergleichbaren niedersächsischen Rotliegend-Erdgaslagerstätten. Dazu wurden die Angaben von One Dyas mit folgender Quelle verglichen aus der Studie vom 1. Juli 2014, Nachhaltiger Umgang mit Lagerstättenwasser aus der Erdgasförderung der RWE Dea AG in Niedersachsen.

Auffällig ist dass die Parameter Pb/Blei 9,00 [mg/L] (Dieser Wert ist 300 mal höher als von One Dyas angegeben!) und Hg/Quecksilber 0,044 [mg/L] (Dieser Wert ist 40 mal höher als von One Dyas angegeben!) erheblich höhere Werte aufweisen als von One Dyas angegeben. In der Fahnenmodellierung von One Dyas Produktionswasser N05-A, RHDHV, November 2021 werden erheblich geringere Werte verwendet. Die Angaben von One Dyas bzw. RHDHV sind nicht prüfbar, da von anderen in Betrieb befindlichen Erdgas-Produktionsplattformen in der niederländischen Nordsee keine Vergleichsdaten für eingeleitetes Produktionswasser vorgelegt wurden. Weiterhin geht RHDHV in seiner Fahnenmodellierung davon aus, da jeden Tag die gleiche Menge an Produktionswasser in die Nordsee eingeleitet wird. Diese Annahme ist falsch, da oftmals in den Wintermonaten aufgrund der höheren Erdgasproduktion auch größere Mengen an Produktionswasser anfallen und somit höhere Schadstoffmengen für beispielsweise Quecksilber und Blei in das Meer eingeleitet werden, als in der Fahnenmodellierung verwendet. Damit werden das Verschlechterungsverbot nach dem Art. 4 WRRL und die Bewirtschaftungsziele nach § 44 und § 47 WHG nicht eingehalten.

Daher ist die Einleitung des Produktionswassers nicht zu genehmigen.

Einleitung Radioaktive Stoffe/Radionuklide in das Meer

Mit dem Produktionswasser werde große Mengen an radioaktiven Stoffen in das Meer eingeleitet. Beispielhaft werden anhand der Daten der RWE Dea-Studie aus dem Jahr 2014 mit vergleichbaren Lagerstättenwasser/Produktionswasser aus Rotliegend-Erdgaslagerstätten für die Parameter Radium-226, Blei-210 und Radium-228 Einleitungsmengen ermittelt. Durch den von One Dyas vorgeschlagenen Aktivkohlefilter werden diese Radionuklide nicht verringert.

Radium-226, Konzentration 10,5 [Bq/L]: Beispielrechnung mit 210 m³/d Produktionswasser: 2,2 Mio Bq/d bzw. jährlich 805 Mio Bq/a bzw. in 25 Jahren 20,1 Milliarden werden direkt in das Meer eingeleitet!

Die Halbwertszeit von Radium-226 beträgt 1.600 Jahre. Beim Zerfall des Radium-226 entstehen als Folgeprodukte Radon-222 und im weiteren Verlauf Pb/Blei-210 sowie Po/Polonium-210, welche ebenfalls schädlich für die Umwelt sind.

Radium-226 lagert sich in Knochen ein, hat eine lange biologische Halbwertszeit.

Pb/Blei-210, Konzentration 14,3 [Bq/L]: Beispielrechnung mit 210 m³/d Produktionswasser: 3,0 Mio Bq/d bzw. jährlich 1,1 Mia Bq/a bzw. in 25 Jahren 27,4 Milliarden werden direkt in das Meer eingeleitet!

Radium-228, Konzentration 10,8 [Bq/L]: Beispielrechnung mit 210 m³/d Produktionswasser: 2,3 Mio Bq/d bzw. jährlich 828 Mio Bq/a bzw. in 25 Jahren 20,7 Milliarden werden direkt in das Meer eingeleitet!

Aufsummiert für diese drei Radionuklide betragen die Einleitungsmengen bei 210 m³/d Produktionswasser täglich 7,5 Mio Bq/d, jährlich 2,7 Mia Bq/a bzw. in 25 Jahren 68,2 Mia Bq.

Diese Radionuklide haben schädliche Auswirkungen auf die aquatische Umwelt. One Dyas hat dazu keine Angaben gemacht. Daher ist Einleitung des Produktionswassers nicht zu genehmigen.

Organische Abwasserparameter des Produktionswassers vergleichbar EU-Kommunalabwasserrichtlinie

CSB 2.960 [mg/L] Beispielrechnung mit 210 m³/d Formationswasser: CSB-Fracht je Tag = 621,6 kg CSB/d. Ein Mensch produziert 120 g CSB/d. **Das entspricht einer Abwassereinleitung von 5.180 Menschen am Tag direkt in das Meer!**

Das Sanitärabwasser der Produktionsplattform wird zu 90 % gereinigt und dann in das Meer eingeleitet. Die Jahresmenge beträgt ca. 750 m³, täglich 2,0 m³, welches 14 Einwohner entspricht. 14 Einwohner haben eine tägliche CSB-Fracht von 1.680 g, bei einer Reinigungsleistung von 90 % werden 168 g täglich eingeleitet.

Die CSB-Einleitung des Produktionswassers ist 3.700 mal höher als die Einleitung des gereinigten Sanitärabwassers von der Produktionsplattform.

Die CSB-Einleitung stellt eine große organische Belastung für das Meer dar und hat schädliche Auswirkungen auf die aquatische Umwelt. One Dya hat dazu keine Angaben gemacht. Daher ist Einleitung des Produktionswassers nicht zu genehmigen.



Foto: Transport von umwelt- und wassergefährdendem Produktionswasser/Lagerstättenwasser aus niedersächsischen Rotliegend-Erdgaslagerstätten



Foto: Lagerung von umwelt- und wassergefährdetem Produktionswasser/Lagerstättenwasser aus niedersächsischen Rotliegend-Erdgaslagerstätten