



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

9. Dezember 2022

GZ LID.1/L10001/03-02_04/2022-0034/009, Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen im niedersächsischen Küstenmeer

Sehr geehrte Damen und Herren,

in o.g. Angelegenheit machen wir hiermit als nach Umweltrechtsbehelfsgesetz anerkannter Umwelt- und Verbraucherschutzverband nachfolgende

Einwendungen

geltend und beantragen,

die seitens ONE Dyas B.V. beantragte Zulassung für den Rahmenbetriebsplan für die Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen im niedersächsischen Küstenmeer 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:

1. Vorbemerkung

Die gegenwärtige Ausnahmesituation in Anbetracht des völkerrechtswidrigen russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine sowie das Gebot, Importe fossiler Energieträger aus Russland schnellstmöglich zu beenden und die Notwendigkeit der Sicherstellung der Energieversorgung in Deutschland stehen außer Frage.

Allerdings gelten auch diejenigen Rechtsgrundsätze weiter, die ihrerseits als Reaktion auf andere essentielle Krisen etabliert wurden. Das trifft insbesondere für das Klimaschutzrecht zu, das dem Schutz und der Sicherung unserer Lebensgrundlagen sowie der Freiheit künftiger Generationen dient.

Die Erderhitzung schreitet unverändert und drastisch voran. Nicht zuletzt die extreme Hitzewelle und die Dürre in Europa im Sommer 2022 und die durch sie verursachten Ernteaufschläge und Waldbrände samt erforderlicher Evakuierungen von Ortschaften auch in Deutschland führen das ein weiteres Mal eindrücklich vor Augen. Der Sommer 2022 war der wärmste Sommer in Europa seit Beginn der Aufzeichnungen, er war noch wärmer als der Sommer 2021.

Art. 20a GG und die konkretisierenden Vorschriften des Klimaschutzgesetzes (KSG) gelten auch in Krisenzeiten. Gerade in einem Ausnahmezustand muss die Exekutive mit Augenmaß agieren, auch in einem Ausnahmezustand ist sie an den Rahmen gebunden, den das Recht ihr vorgibt.

Die Bewältigung der Klimakrise und die Sicherstellung der Energieversorgung müssen zusammengedacht werden. Auch die Gewährleistung von Natur- und Meeresschutz sowie die Einhaltung des Umweltrechts müssen selbstverständlich ebenfalls weiter gewährleistet sein. Eine Energieversorgungskrise darf nicht gegen die Klimakrise ausgespielt werden, erst recht darf eine Energieversorgungskrise nicht derart bewältigt werden, dass sie die Klimakrise weiter verschärft, indem fossile Infrastruktur nicht nur neu geschaffen, sondern auch noch über Jahrzehnte und ohne Begrenzungen und Beschränkungen in Einklang mit den Klimazielen in ihrem Betrieb manifestiert wird. Für die Biodiversitätskrise gilt dies ebenso: Auch sie darf bei der Bewältigung der Energieversorgungskrise nicht übergangen oder gar weiter verschärft werden.

2. Beitrag zur Energieversorgung

Für die Zulassung eines Rahmenbetriebsplans für Richtbohrungen von der Plattform N05-A in den deutschen Sektor der Nordsee einschließlich der Erdgasförderung im deutschen Hoheitsgebiet muss ein öffentliches Interesse vorliegen. Dieses öffentliche Interesse wird von der Vorhabensträgerin ONE Dyas B.V. im Wesentlichen mit einem Beitrag zur Energieversorgungssicherheit begründet. Tatsächlich leistet das Projekt jedoch keinen wesentlichen Beitrag zu Versorgungssicherheit in Deutschland.

Im beantragten Rahmenbetriebsplan führt die Vorhabensträgerin dazu selbst folgendes aus:

„Es wird insgesamt von einer technischen Erdgasförderung von 13,4 mrd Nm³ über 10 bis 35 Jahre ausgegangen. Die maximale Jahresproduktion von etwa 2,1 Mrd. Nm³ wird in den ersten 3-4 Jahren erreicht, danach wird die Produktion allmählich zurückgehen.“ (S. 11)

Von dieser Fördermenge soll laut Vorhabensträgerin nur der unter der deutschen Nordsee befindliche Teil nach Deutschland geliefert werden. Dies reduziert die maximale Jahresproduktion auf ca. 1,05 Mrd. Kubikmeter. Hier muss darauf hingewiesen werden, dass dieser Wert erst nach 3-4 Jahren erreicht wird, also nach Betriebsbeginn in 2024 erst in 2027-2028. Und dies auch nur, wenn der äußerst optimistisch gewählte Betriebsbeginn bereits in 2024 gewährleistet werden kann. Hinzu kommt, dass in N05-A sogenanntes L-Gas gefördert werden soll. Dieses hat einen niedrigeren Methan-Gehalt, dieser liegt bei rd. 63%. Damit entsprechen 1,05 Mrd. Kubikmeter L-Gas nur 0,66 Mrd. Kubikmeter Erdgas.

Der jährliche Erdgasbedarf in Deutschland betrug jedoch zuletzt rund 90 Milliarden Nm³. Der maximale Beitrag aus der Gasförderung im deutschen Teil von N05-A daran beträgt lediglich 0,7 Prozent. Da es sich dabei um einen maximalen Beitrag handelt, muss davon ausgegangen werden, dass der tatsächliche Beitrag auch weitaus geringer ausfallen kann. Vor diesem Hintergrund nicht davon ausgegangen werden, dass auf Grund der Gewährleistung der Versorgungssicherheit ein öffentliches Interesse an dem Projekt besteht. Eine wesentliche Reduktion der Abhängigkeit von Erdgasimporten lässt sich ebenso wenig begründen.

3. Klimaschutz

Die Ausführungen in den Planunterlagen, insbesondere im UVP-Bericht, reichen nicht aus, um den Belang des globalen Klimaschutzes den diesen entsprechenden Erfordernissen in der Entscheidung über den bergrechtlichen Planfeststellungsbeschluss zu berücksichtigen. Dies gilt auch im Rahmen der im Rahmen von § 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG durchzuführenden Beurteilung, ob überwiegende öffentliche Interessen der Zulassung des Bergbauvorhabens entgegenstehen.

3.1 Anwendbarkeit des Berücksichtigungsgebots des § 13 KSG

Mit der Einführung von § 13 KSG wird die nach § 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG vorzunehmende Beurteilung um die Belange des Klimaschutzes in besonderer Weise angereichert. Danach haben die Träger öffentlicher Belange bei allen Entscheidungen die Aspekte des globalen Klimaschutzes und der Klimaverträglichkeit in Form der nationalen Klimaschutzziele nach §§ 3, 3a KSG zu berücksichtigen. § 13 KSG und die Pflicht dessen Beachtung bei allen staatlichen Entscheidungen konkretisiert das Gebot effektiven Klimaschutzes aus Art. 20a GG. Dies gilt insbesondere, soweit die zugrundeliegen-

den Vorschriften bestimmte Entscheidungen vom Vorliegen von „überwiegenden öffentlichen Interessen“ oder „vom Wohl der Allgemeinheit“ abhängig machen. Dabei sind die Bedeutung der Entscheidung für den Klimaschutz zu ermitteln und Klimaschutzgesichtspunkte zu berücksichtigen.

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

Dies gilt auch für die vorliegend beantragte Zulassungsentscheidung. Zwar sieht das BBergG bei der Entscheidung über den Rahmenbetriebsplan keinen „Ermessensspielraum“ im hergebrachten Sinne planerischer Entscheidungen vor. Die Zulassung des Rahmenbetriebsplans soll vielmehr, auch soweit über sie gemäß § 52 Abs. 2a BBergG durch Planfeststellung zu entscheiden ist, eine gebundene Entscheidung ohne planerischen Gestaltungsspielraum der Planfeststellungsbehörde sein.

- So etwa BVerwG, Urteil vom 15. Dezember 2006 – 7 C 1/06 –, BVerwGE 127, 259-271, juris Rn. 28.

Allerdings entstammen diese Entscheidungen sämtlich aus einer Zeit, in welcher die überragende Wichtigkeit und Pflicht zur Berücksichtigung der Belange des Klimaschutzes noch nicht gesehen wurden und nicht gesetzlich fixiert waren. Zudem können Abwägungs-, Beurteilungs- und Ermessensspielräume nicht nur auf der Rechtsfolgenseite, sondern auch auf Tatbestandsseite bestehen. Dies wird schon aus der beispielhaften Nennung des Vorliegens von „öffentlichen Interessen“ oder „vom Wohl der Allgemeinheit“ sowie auch der Beurteilungsspielräume ersichtlich, die definitionsgemäß der Tatbestandsseite zuzuordnen sind.

- vgl. SchochKoVwGO/Geis, 2. EL April 2022, VwVfG § 40 Rn. 134.

Während Beurteilungsspielräume auf Tatbestandsseite stehen, Ermessensspielräume hingegen auf Rechtsfolgenseite,

- SchochKoVwGO/Geis, 2. EL April 2022, VwVfG § 40 Rn. 18.

finden sich Abwägungsspielräume mal auf Rechtsfolgenseite,

- etwa bei der planerischen Abwägung, vgl. Stelkens/Bonk/Sachs/Sachs, 9. Aufl. 2018, VwVfG § 40 Rn. 44a

mal auf Tatbestandsseite wieder,

- etwa im Falle des § 48 Abs. 1 Satz 2 BBergG, vgl. *Vitzthum/Piens* in: Piens/Schulte/Graf Vitzthum, Bundesberggesetz, 3. Aufl. 2020, § 48 BBergG Rn. 33.

Einen solchen Abwägungsspielraum auf Tatbestandsebene eröffnet auch § 48 Abs. 2 BBergG. Denn die Prüfung, ob der Aufsuchung oder Gewinnung von Bodenschätzen überwiegende öffentliche Interessen entgegenstehen, erfordert eine Abwägung zwischen dem Interesse an der Aufsuchung oder Gewinnung von Bodenschätzen einerseits und den entgegenstehenden öffentlichen Interessen andererseits.

- Vitzthum/Schulte in Piens/Schulte/Graf Vitzthum, BBergG, 3. Auflage 2020, § 48 Rn. 33; Kühne in Boldt/Weller/Kühne/von Mäßenhausen, BBergG, 2. Auflage 2016, § 48 Rn. 46.

Es handelt sich bei § 48 Abs. 2 BBergG um eine allgemeine Öffnungsklausel, mit der der Gesetzgeber die Genehmigungsvoraussetzungen um weitere öffentliche Interessen, die sich einer erschöpfenden tatbestandlichen Erfassung entziehen erweitern.

- Kühne in Boldt/Weller/Kühne/von Mäßenhausen, BBergG, 2. Auflage 2016, § 48 Rn. 45.

Da es sich bei § 48 Abs. 2 BBergG um eine Auffangvorschrift handelt, müssen in die Abwägung alle öffentlichen Interessen einbezogen werden, deren Wahrnehmung nicht einer anderen Behörde zugewiesen ist.

- Kühne in Boldt/Weller/Kühne/von Mäßenhausen, BBergG, 2. Auflage 2016, § 48 Rn. 50.

Damit sind gerade der globale Klimaschutz und die nationalen Klimaschutzziele in die Abwägung nach § 48 Abs. 2 BBergG einzustellen. Denn deren Berücksichtigung hat der Gesetzgeber gerade nicht einer einzelnen Behörde zugewiesen, sondern allen Trägern öffentlicher Belange aufgegeben. Dies entspricht auch gerade dem gesetzgeberischen Ziel, mit § 13 Abs. 1 KSG die Berücksichtigung von Klimaschutzbelangen querschnittsartig in allen Bereichen einzuführen, wo dies möglich ist, und damit die Lücke zu schließen, die dadurch entstanden ist, dass in einigen Bundesgesetzen, wie dem Baugesetzbuch, der Klimaschutz bereits zuvor ausdrücklich als zu berücksichtigendes öffentliches Interesse aufgeführt wurde, in anderen Gesetzen jedoch nicht. Diese Regelungslücke sollte durch § 13 Abs. 1 KSG querschnittsartig geschlossen werden.

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

Neben § 48 Abs. 2 BBergG eröffnet auch § 67 Abs. 1 BNatSchG im vorliegenden Fall sowohl einen Abwägungs- als auch einen Ermessensspielraum.

Gegenstand des vorliegenden Verfahrens ist auch ein Antrag auf Befreiung von Verboten des Naturschutzgebiets „Borkum Riff“, das Bestandteil des EU-Vogelschutzgebiets V01 „Niedersächsisches Wattenmeer und angrenzendes Küstenmeer“ ist.

- Befreiungsantrag Verbote NSG Borkum Riff vom 26.08.2022.

Die Befreiung *kann* nach § 67 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BNatSchG erteilt werden, wenn dies aus Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses, einschließlich solcher sozialer und wirtschaftlicher Art, notwendig ist. Damit handelt es sich um einen Standardfall für das Berücksichtigungsgebots des § 13 Abs. 1 KSG, da die Vorschrift die Entscheidung über die Befreiung vom Vorliegen von „öffentlichen Interessen“ abhängig macht und der zuständigen Stelle zudem einen Abwägungs- und Ermessensspielraum zuweist.

- vgl. die Formulierung in BT-Drs. 19/14337, S. 36.

Jedenfalls das Erfordernis einer Befreiung nach § 67 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG eröffnet vorliegend den Anwendungsbereich für das Berücksichtigungsgebots des § 13 Abs. 1 KSG.

3.2 Maßstab des Berücksichtigungsgebots des § 13 Abs. 1 KSG

Die Planfeststellungsbehörde muss bei der Abwägung nach § 48 Abs. 2 BBergG bzw. der Abwägungs- und Ermessensentscheidung nach § 67 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG damit den Zweck des KSG und die darin festgelegten nationalen Klimaziele berücksichtigen.

Maßstab ist dabei nicht unmittelbar der globale Klimawandel, sondern das Verhältnis des Vorhabens zu dem in § 1 KSG normierten Zweck des Gesetzes und die in §§ 3, 3a KSG festgelegten nationalen Klimaziele. Dem Zweck des Klimaschutzgesetzes liegt nach § 1 KSG das im Pariser Abkommen festgehaltene Ziel zugrunde, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, um die Auswirkungen des weltweiten Klimawandels so gering wie möglich zu halten. Dazu werden in den §§ 3, 3a KSG sektorenspezifische nationale Klimaschutzziele festgelegt, die durch Jahresemissionsbudgets nach § 4 i.V.m. Anlagen 2 und 3 KSG konkretisiert werden.

Das Berücksichtigungsgebot des § 13 Abs. 1 Satz 1 KSG erfordert, dass im Rahmen der Abwägung die Auswirkungen der Planungsentscheidung auf den Klimaschutz - bezogen auf die in §§ 1 und 3 KSG konkretisierten nationalen Klimaschutzziele - zu ermitteln und die Ermittlungsergebnisse in die Entscheidungsfindung einzustellen sind.

- BVerwG, Urteil vom 4. Mai 2022 – 9 A 7/21 – (Nordverlängerung A 14), juris Rn. 71.

Dies entspricht dem Willen des Gesetzgebers, "die Bedeutung der Entscheidung für den Klimaschutz zu ermitteln und Klimaschutzgesichtspunkte zu berücksichtigen, soweit keine entgegenstehenden, überwiegenden rechtlichen oder sachlichen Gründe vorliegen".

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

Dementsprechend muss bei den Planungen und Entscheidungen die Frage in den Blick genommen werden, ob und inwieweit diese Einfluss auf die Treibhausgasemissionen haben und die Erreichung der Klimaziele gefährden können.

- BVerwG, Urteil vom 4. Mai 2022 – 9 A 7/21 – (Nordverlängerung A 14), juris Rn. 78.

Danach verlangt das Berücksichtigungsgebot des § 13 Abs. 1 Satz 1 KSG von der Planfeststellungsbehörde, mit einem - bezogen auf die konkrete Planungssituation - vertretbaren Aufwand zu ermitteln, welche CO₂-relevanten Auswirkungen das Vorhaben hat und welche Folgen sich daraus für die Klimaziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes ergeben.

- BVerwG, Urteil vom 4. Mai 2022 – 9 A 7/21 – (Nordverlängerung A 14), juris Rn. 82.

Auch wenn die Klimaziele der §§ 3, 3a KSG nach verschiedenen Sektoren unterscheiden, hat dies für die Ermittlung der Treibhausgasemissionen zunächst von untergeordneter Bedeutung, da das Berücksichtigungsgebot sektorenübergreifend ist.

- BVerwG, Urteil vom 4. Mai 2022 – 9 A 7/21 – (Nordverlängerung A 14), juris Rn. 83.

Daher ist es für die Ermittlung des Treibhausgasausstoßes zunächst irrelevant, ob etwa das in einem Gewinnungsvorhaben wie dem vorliegenden geförderte Erdgas im Sektor „Energie“, „Gebäude“ oder „Industrie“ verbrannt wird. Bedeutung erlangt dies bei der Bewertung der Folgen des Ausstoßes für die nationalen Klimaziele, da der Ausstoß hierfür zu den sektorenbezogenen Jahresemissionsbudgets ins Verhältnis gesetzt werden muss.

Abschließend sind die CO₂-relevanten Auswirkungen des Vorhabens und deren Folgen für die nationalen Klimaziele für die Abwägung zu bewerten und gewichten, wobei zu bedenken ist, dass das relative Gewicht des Klimaschutzgebots in der Abwägung bei fortschreitendem Klimawandel weiter zunimmt.

- BVerfG, Beschluss vom 24. März 2021 - 1 BvR 2656/18, 1 BvR 78, 96 und 288/20 - BVerfGE 157, 30 Rn. 198; BVerwG, Urteil vom 4. Mai 2022 – 9 A 7/21 – (Nordverlängerung A 14), juris Rn. 86.

3.3 Eingereichte Planunterlagen zur Berücksichtigung der Klimaschutzbelange unzureichend

Die von der Vorhabenträgerin vorgelegten Unterlagen stellen keine ausreichende Grundlage für eine den vorstehend aufgezeigten Maßstäben entsprechende Berücksichtigung der Klimaschutzbelange nach § 13 Abs. 1 Satz 1 KSG dar.

Zwar werden einige THG-Quellen des Vorhabens betrachtet und hinsichtlich einiger Aspekte auch der zu erwartende CO₂-Ausstoß konkret beziffert.

- UVP-Bericht, Kapitel 19.9.6, S. 521 ff.

Die Ermittlung der CO₂-relevanten Auswirkungen des Vorhabens ist aber in höchstem Maße unvollständig und lässt den wesentlichen Großteil der durch das Vorhaben verursachten CO₂-Emissionen außer Betracht. Die Ermittlung der Auswirkungen wird teilweise aufgrund einer vorweggenommenen Bewertung der Auswirkungen unterlassen, was mit den von § 13 KSG vorgesehenen Ermittlungspflichten nicht zu vereinbaren ist. Zudem werden in unzulässiger Weise rechtliche mit politischen Erwägungen vermischt und die realen klimarelevanten Auswirkungen des Vorhabens damit verschleiert.

Im Einzelnen:

3.3.1 Ermittlung der THG-Emissionen aus dem Verbrauch des geförderten Erdgases

Es liegt auf der Hand, dass eine wesentliche CO₂-relevante Auswirkung der Förderung von Erdgas in der Zweckbestimmung des geförderten Erdgases liegt: dieses soll zur Erzeugung von Energie verbrannt werden, wobei unzweifelhaft CO₂ freigesetzt wird. Auch bei der anderweitigen stofflichen Nutzung von Erdgas werden treibhausgase freigesetzt.

Dennoch wird die Menge an CO₂, das durch die Verbrennung des im Rahmen des vorliegenden Vorhabens geförderten Erdgases freigesetzt wird, ebenso wenig offen gelegt wie deren Anteil an den Jahresemissionsbudgets für die verschiedenen Sektoren.

Im UVP-Bericht wird hierzu ausgeführt:

„Gleichzeitig ist Ziel des Vorhabens, (vermutete) Erdgasvorkommen im Bewilligungsfeld zu erschließen und zu einem späteren Zeitpunkt als Energieträger zu nutzen. **Treibhausgasemissionen, die durch energetische oder stoffliche Nutzung des geförderten Erdgases entstehen, können dem Vorhaben jedoch nicht zugerechnet werden.** Mit dem produzierten Erdgas soll der heimische Bedarf gedeckt werden – der Bedarf würde bei einem Verzicht auf das N05-A-Vorhaben aus anderen Energieträgern, insbesondere aus Erdgasimporten, gedeckt werden. Aufgrund des deutlich geringeren Energieaufwandes für den Transport von heimischem Erdgas im Vergleich zum Transport von Importgas per Pipeline einerseits und für die Verflüssigung und den Schifftransport von Flüssigerdgas (LNG) andererseits ist es aus klimapolitischer Sicht sinnvoll, vorrangig heimisches Erdgas einzusetzen. Dies gilt vor allem bei einem Vergleich mit Importgas, das mit der Technik des Hydraulic Fracturing (Fracking) gewonnen wird.“

UVP-Bericht, S. 92.

An späterer Stelle heißt es:

„**Die mit der energetischen oder stofflichen Nutzung des produzierten Erdgases verbundenen THG-Emissionen sind dem Vorhaben nicht zuzurechnen.** Mit dem produzierten Erdgas soll der heimische Bedarf gedeckt werden. **Ob und in welchem Umfang Erdgas in Deutschland für die Energieerzeugung oder andere Zwecke eingesetzt werden darf, wird durch den europäischen Emissionshandel und andere auf der Verbrauchsseite ansetzende Rechtsvorschriften bestimmt.** Die nutzungsbedingten THG-Emissionen sind deshalb nicht davon abhängig, ob das N05-A-Vorhaben realisiert wird. Der Bedarf würde bei einem Verzicht auf das Vorhaben durch Erdgas aus anderen Quellen, insbesondere aus Erdgasimporten, gedeckt. Wegen des erheblich geringeren Energieaufwandes für den Transport von heimischem Erdgas im Vergleich zum Transport von Importgas per Pipeline einerseits und für die Verflüssigung und den Schifftransport von Flüssigerdgas (LNG) andererseits ist es aus klimapolitischer Sicht sinnvoll, vorrangig heimisches Erdgas einzusetzen. Dies gilt insbesondere bei einem Vergleich mit Importgas, das mit der Technik des Hydraulic Fracturing (Fracking) gewonnen wird. Zudem verursacht der Einsatz von Erdgas im Vergleich zu anderen Energieträgern wie etwa Kohle oder Öl die geringsten CO₂-Emissionen, und auch in anderen Aspekten (z. B. Stickstoffdeposition und Feinstaub) ist Erdgas „am saubersten“ (RHDHV 2020e, Kapitel 8.3.3).“

UVP-Bericht, S. 527.

Hier wird in unzulässiger Weise eine Bewertung der mit dem Vorhaben verbundenen Emissionen vorweggenommen, um die CO₂-relevanten Auswirkungen des Vorhabens und sein Verhältnis zu den nationalen Klimazielen nicht ermitteln und offenlegen zu müssen. Es wird zunächst vorgegeben, die

Treibhausgasemissionen aus Nutzung des Gases aus N05-A nicht anrechnen bzw. bewerten zu müssen. Dann wird dennoch ein Vergleich mit Treibhausgasemissionen, Energieaufwand, etc. von anderen Gas-Herkünften vorgenommen. Diesem Vergleich fehlt ohne vorherige Bewertung der vollständigen Treibhausgasemissionen aus N05-A jedoch jede fachliche Basis. Zudem ist diese Vorgehensweise ist mit § 13 KSG nicht vereinbar. Wie das oben bereits zitierte Urteil des BVerwG zur Nordverlängerung der BAB A 14 aufzeigt, hat der Bewertung der CO₂-relevanten Auswirkungen des Vorhabens eine Ermittlung der Auswirkungen voranzugehen. Diese sind sodann zu den Klimazielen des § 3 KSG und den dafür festgelegten Jahresemissionsbudgets in Beziehung zu setzen. Erst dann kann eine Bewertung dieses Verhältnisses des Vorhabens zu den nationalen Klimazielen erfolgen.

Selbstverständlich sind dabei die durch den Verbrauch des geförderten Erdgases entstehenden Emissionen dem Förderungsvorhaben zuzurechnen. Die Situation ist nicht anders zu beurteilen als der Verkehr auf einer Straße, der – spätestens nach dem A14-Urteil des BVerwG – ebenfalls dem Straßenbauvorhaben zuzurechnen ist. Auch wenn die Emissionen aus dem Kraftstoffverbrauch unmittelbar durch die Kraftfahrzeuge verursacht werden, die auf der Straße verkehren, sind diese als betriebsbedingte Emissionen bereits bei der Zulassung des Baus zu ermitteln und zu bewerten. Der Umstand, dass der auf einer neugebauten Straße abgewickelte Verkehr zu einem Teil auch aus einer Verlagerung von Verkehr resultiert und ohne das Straßenbauvorhaben lediglich auf einer anderen Straße verlaufen wäre, wird mit dem Begriff des primär induzierten Neuverkehrs (PIV) umschrieben. Bei welcher Anteil des auf der Straße abgewickelten Verkehrs es sich um PIV handelt, ist jedoch erst eine Frage der Bewertung des zuvor ermittelten CO₂-Ausstoßes des auf der Straße abgewickelten Verkehrs.

- BVerwG, Urteil vom 4. Mai 2022 – 9 A 7/21 – (Nordverlängerung A 14), juris Rn. 96.

Auf die Förderung von Erdgas übertragen bedeutet das, dass auch die aus der Verwendung des geförderten Erdgases zur Energieerzeugung oder anderen Zwecken entstehenden THG-Emissionen dem Gewinnungsvorhaben zuzurechnen ist. Es handelt sich zwar nicht um unmittelbare Emissionen, aber um Emissionen, die dem Sinn und Zweck des Vorhabens nach unvermeidbare Folge der Förderung sind. Welcher Anteil des geförderten Gases ohne dieses Vorhaben durch welche anderen Energieträger ersetzt würde, ist eine Frage der Bewertung, die sich erst an die Ermittlung anschließt. Es ist aber bereits jetzt davon auszugehen, dass die Gas-Lieferungen aus N05-A ähnlich wie der induzierte Verkehr beim Straßenneubau einen Anreiz für einen Mehrverbrauch zur Folge haben wird.

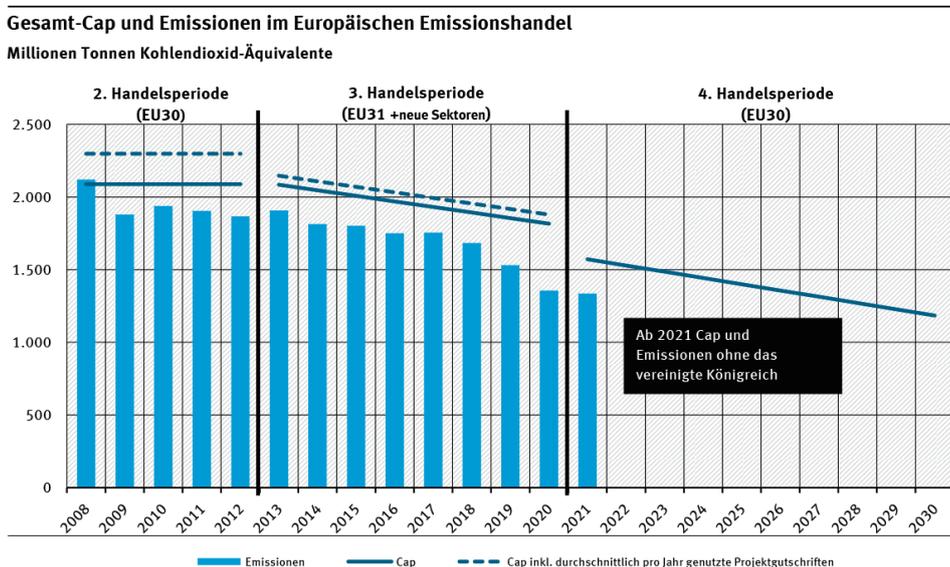
Auch in der Sache überzeugt die Argumentation der Vorhabenträgerin nicht. Weder rechtlich noch durch die tatsächlichen Verhältnisse ist sichergestellt oder auch nur überwiegend wahrscheinlich, dass das im N05-A-Vorkommen geförderte Gas andere, klimaschädlichere Energiequellen verdrängt. Ob und in welchem Umfang Erdgas in Deutschland für die Energieerzeugung oder andere Zwecke eingesetzt werden darf, wird zwar auch durch den europäischen Emissionshandel und andere auf der Verbrauchsseite ansetzende Rechtsvorschriften bestimmt. Dass Erdgas in dem hier zu geplanten Umfang überhaupt für die Energieerzeugung und andere Zwecke verwendet werden *darf*,

ist notwendige Voraussetzung dafür, dass das Vorhaben überhaupt zulassungsfähig ist. Gäbe es Vorschriften, die den Einsatz von Erdgas grundsätzlich verbieten würden, wäre die Förderung von Erdgas schon unabhängig vom berücksichtigungsgebot des § 13 KSG nicht zulassungsfähig.

Weitere notwendige Voraussetzung ist aber nach § 48 Abs. 2 BBergG, dass dem Vorhaben keine überwiegenden öffentlichen Interessen entgegenstehen. Die Bewertung, ob entgegenstehende öffentliche Interessen das Interesse an der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas überwiegen oder nicht, setzt aber eine Ermittlung des Umfangs der Betroffenheit öffentlicher Interessen voraus.

Zudem lässt die Argumentation der Vorhabenträgerin voraus, dass das von ihr geförderte Erdgas nicht einfach anderes Erdgas ersetzt. Es ist nicht so, dass infolge des Vorhabens weniger Erdgas oder Flüssigerdgas aus anderen Ländern importiert würde. Auch durch den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) oder andere Rechtsvorschriften ist nicht gewährleistet, dass das von der Vorhabenträgerin geförderte Erdgas einfach zu dem aus anderen Quellen erworbenen Erdgas hinzutritt. Zwar funktioniert EU-ETS nach dem Prinzip des sogenannten „Cap & Trade“. Dabei legt eine Obergrenze (Cap) fest, wie viele Treibhausgas-Emissionen von den emissionshandelspflichtigen Anlagen insgesamt ausgestoßen werden dürfen. Daher lässt sich die Vorhabenträgerin zu der Aussage verleiten, die nutzungsbedingten THG-Emissionen seien nicht davon abhängig, ob das N05-A-Vorhaben realisiert wird.

Die Argumentation der Vorhabenträgerin setzt allerdings voraus, dass das Cap des EU-ETS erreicht wird, also mehr Erdgas auf der Angebotsseite zur Verfügung steht, als auch der Verbraucherseite nachgefragt wird, bzw. aufgrund des Caps des EU-ETS nachgefragt werden darf. Wird das Cap jedoch nicht erreicht, führt eine Reduktion der Produktion von Erdgas auch tatsächlich zu einem reduzierten Verbrauch. Letzteres ist der Fall. Die Caps des EU-ETS (inklusive Projektgutschriften) wurden bisher noch nie vollständig ausgeschöpft und werden es Prognosen zufolge auch in den nächsten Jahren nicht, wie die nachfolgende Grafik des UBA zeigt:



Quelle: Umweltbundesamt 2022, Deutsche Emissionshandelsstelle, eigene Berechnungen auf Basis von Daten der Europäischen Umweltagentur und der Europäischen Kommission (2013/448/EU); Stand 28.07.2022

Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#vergleich-von-emissionen-und-emissionsobergrenzen-cap-im-eu-ets>

Wird die Förderung von Erdgas im Vorkommen N05-A nicht zugelassen, verringert sich das Angebot an Erdgas, sodass die Preise hierfür steigen und Anreize für einen Umstieg auf alternative, klimaneutrale oder klimafreundlichere Energiequellen geschaffen wird. Damit könnte der CO₂-Ausstoß insgesamt reduziert werden, was die Erreichung der nationalen Klimaziele, bspw. für den Sektor „Energie“ fördern würde. Umgekehrt bedeutet die Zulassung des Vorhabens ein höheres Angebot an Gas, was die Preise hierfür senken und dementsprechend den CO₂-relevanten Verbrauch erhöhen würde.

Die für das Berücksichtigungsgebot des § 13 Abs. 1 KSG erforderliche Ermittlung des CO₂-relevanten Auswirkungen des Vorhabens erfordert daher zumindest eine Bezifferung des voraussichtlich nach Deutschland zu liefernden Gases und der durch seinen Verbrauch entstehenden Emissionen.

Die Förderanlage N05-A wird mit einer Gasförderkapazität von anfänglich vier (4) und bis zu sechs (6) Millionen Nm³ Gas pro Tag (bzw. etwa 1400 Millionen Nm³ Gas pro Jahr und 2100 Millionen Nm³ Gas pro Jahr bei einer fünfundneunzigprozentigen (95%) Effizienz des Produktionssystems) ausgestattet sein.

- Rahmenbetriebsplan, Kap. 5.2, Seite 35.

Dies entspricht bei der Verbrennung des geförderten Gases einem Ausstoß von ca. 3 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten und damit rund 3 % des gesamten Jahresemissionsbudgets des Jahres 2030 bspw. für den Energiesektor (vgl. Anlage 2 zu § 4 KSG).

Welche Menge an Erdgas insgesamt voraussichtlich aus den Vorkommen gefördert werden kann, steht derzeit noch nicht sicher fest, wird aber im Rahmenbetriebsplan mit 13,4 Milliarden Kubikmetern angegeben,

- Rahmenbetriebsplan, Kap. 1, Seite 11,

was bei deren Verbrauch zu einem Ausstoß von rund 17 Mio. t CO₂ führt.

An anderer Stelle des Rahmenbetriebsplans wird allein für die deutsche Seite der Erdgas-Vorkommen eine technisch förderbare Gasmenge von zusammengerechnet 21,3 Milliarden Kubikmetern angegeben,

- Rahmenbetriebsplan, Kap. 5.3, S. 36.

was bei deren Verbrauch etwa 28 Mio. t CO₂ entspricht.

In einem Treffen von Vertretern der Vorhabenträgerin mit Vertretern der DUH am 01.12.2022 in Berlin etwa nannte die Vorhabenträgerin sogar eine mögliche Fördermenge im Umfang von 50 Milliarden Kubikmetern insgesamt. Bei der Verbrennung dieser Menge an Erdgas würden rund 65 Millionen Tonnen CO₂ freigesetzt.

Dies entspricht rund 50 % des Jahresemissionsbudgets für das Jahr 2030 im Energiesektor von 108 Mio. t CO₂, rund 46 % des Jahresemissionsbudgets für das Jahr 2030 im Sektor „Industrie“ von 118 Mio. t CO₂ und rund 81 % des Jahresemissionsbudgets für das Jahr 2030 im Sektor „Gebäude“ von 67 Mio. t CO₂ (vgl. jeweils Anlage 2 zu § 4 KSG).

3.3.2 Methanausstoß aus Leckagen nicht abgeschätzt

Unvollständig sind die Angaben des UVP-Berichts auch hinsichtlich der aus Leckagen zu erwartenden THG-Emissionen. Wie auch im UVP-Bericht dargelegt wird, können Leckagen, die bspw. als Unfallfolge oder durch menschliche oder technische Fehler entstehen, größere Mengen an extrem klimaschädlichen Methan freisetzen:

„Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass es unfallbedingt zur Emission größerer Mengen klimarelevanter Gase kommt (vgl. Kap. 16.4.9), die zum globalen Klimawandel beitragen würden. Dies ist zum einen in Form von Methan durch Freisetzung bei einem Blowout oder einer Leckage mögliche und zum anderen durch die Emission von CO₂ als Folge von Bränden oder Explosionen. Die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten entsprechender Unfallszenarien ist aber nach den vorliegenden Gutachten sehr gering (vgl. Kap. 16.3) und das Risiko für derartige Unfallfolgen wird durch betriebliche Schutzkonzepte und Sicherheitsmaßnahmen (vgl. Kap. 18.7) minimiert.“

UVP-Bericht, S. 528.

Zwar wird das Risiko als gering eingeschätzt. Dennoch ist die Angabe einer Größenordnung der zu befürchtenden Austritte von THG erforderlich, selbst wenn diese, da es sich um ungeplante Emissionen handelt, bspw. in Form eines worst-case-Szenarios nur geschätzt werden können.

Denn gerade Leckagen stellen 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, weil ungewollte Nebenrolle.

Im Durchschnitt gehen 1,7 Prozent der weltweiten geförderten Gasmenge durch Leckagen verloren.

- <https://www.deutschlandfunk.de/methanverluste-lecks-in-der-oel-und-gasindustrie-100.html>

Da es hierbei vorwiegend um Methan geht, das auch nach dem von der Vorhabenträgerin vorgelegten UVP-Bericht 28-mal klimaschädlicher ist als CO₂,

- UVP-Bericht, S. 522,

kann die Bedeutung dieses Ausstoßes kaum unterschätzt werden.

Dabei muss angemerkt werden, dass die Vorhabensträgerin die tatsächliche Klimawirkung von Methan deutlich unterschätzt und veraltete Daten verwendet. Laut 6. Sachstandsbericht des Weltklimarats (IPCC) ist Methan aus fossilen Quellen über einen Zeitraum von 100 Jahren 30 mal so klimaschädlich wie CO₂, bei einem Zeitraum über 20 Jahre ist es sogar 83 mal so klimaschädlich. Es ist laut IPCC bereits für 0,5 Grad Celsius der globalen Erderhitzung verantwortlich. Bei einer Umweltbewertung von Erdgas ist es entscheidend, die Wirkung über einen Zeitraum von 20 Jahren zu betrachten. Dies ergibt sich aus dem Risiko, innerhalb dieses Zeitraums unumkehrbare Klimakipppunkte (z.B. das Auftauen von Permafrostboden oder Abschmelzen des grönländischen Festlandeis) abzuwenden.

Um denselben Effekt beim Kohlendioxid zu erzielen, müsste die Energiewirtschaft 160 Milliarden Tonnen einsparen. So viel CO₂ würden sämtliche Kohlekraftwerke in China ausstoßen, wenn sie noch bis zum Ende des Jahrhunderts liefen.

- <https://www.deutschlandfunk.de/methanverluste-lecks-in-der-oel-und-gasindustrie-100.html>

Die hohe klimaschädliche Wirkung von Methan wird in offiziellen deutschen Berechnungen weiterhin unterschätzt, da der kurzfristige höhere Schaden nicht einberechnet wird. Darüber hinaus werden die Gesamtemissionen von Erdgas unzureichend erfasst. Methanemissionen, die durch Leckagen aber auch bewusstes Ablassen oder Abfackeln von Erdgas entstehen, werden nur rudimentär in die Klimawirkung von Erdgas einbezogen. In Deutschland werden Methanemissionen lediglich als Schätzwerte von der Industrie geliefert, eine Pflicht zur Messung gibt es nicht.

Und diese Schätzwerte sind offensichtlich weitaus geringer als die tatsächlichen Methan-Emissionen, das zeigen die Messungen der Spezialekamera und Nachforschungen der Deutschen Umwelthilfe. Die beobachteten Lecks seien keineswegs ausschließlich Momentaufnahmen, berichtet die DUH. Durch mehrmalige Besuche einiger Standorte sei festgestellt worden, dass manche Lecks bereits seit Monaten existierten.

- <https://www.energiezukunft.eu/klimawandel/methan-lecks-in-deutschland/>

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA) sind die Methan-Emissionen aus dem Energie-Sektor 70% höher als in den offiziellen Zahlen.

- <https://www.iea.org/news/methane-emissions-from-the-energy-sector-are-70-higher-than-official-figures>

Teil des Vorhabens ist naturgemäß auch dessen Stilllegung, sobald die Vorkommen erschöpft sind. Neue Untersuchungen zur Förderung fossiler Brennstoffe in der Nordsee zeigen, dass stillgelegte Bohrstellen bis zu 30.000 Tonnen Methan pro Jahr freisetzen. Grund dafür ist, dass bei der Gewinnung fossiler Brennstoffe unbemerkt und unbeabsichtigt sogenannte „Gastaschen“ mit Methan in einer Tiefe bis zu 1.000 m angezapft zu werden. Nach der Stilllegung kann über den ehemaligen

Bohrkanal das Methan aus diesen Taschen in die Atmosphäre freigesetzt werden. Die Untersuchungen zeigen, dass die Methanemissionen aus stillgelegten Gewinnungsvorhaben sogar einen Großteil der gesamten Methanemissionen aus der Gewinnung fossiler Ressourcen darstellen.

- Böttner, C., M. Haeckel, M. Schmidt, C. Berndt, L. Vielstädte, JA Kutsch, J. Karsten, T. Weiß, „Treibhausgasemissionen aus stillgelegten Kohlenwasserstoffbohrungen im Meer: Leckageerkennung, Überwachung und Minderungsstrategien“ 2020, International Journal of Greenhouse Gas Control', <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103119>.

Für das vorliegende Vorhaben wurden keinerlei Untersuchungen zum Methan im Boden in und um die Gasfelder und Prospektionsgebiete, die Teil des OneDyas-Projekts sind, durchgeführt. Entsprechend fehlt auch eine Abschätzung des Risikos, dass dieses Gas durch die Gewinnung von Erdgas freigesetzt wird. Das Kapitel 19.9.6 zur Beschreibung und Bewertung der durch Bau, Anlagen, Betrieb und Rückbau zu erwartenden Auswirkungen hinsichtlich des Schutzguts Klima erwähnt diesen Emissionsfaktor nicht. Ohne Untersuchung der möglichen Freisetzung von Methan oder des damit verbundenen Risikos ist die UVP hinsichtlich der erheblichen Klimaauswirkungen des Projekts unvollständig und ungenau. Der Abbauplan für das Phase-1-Projekt sollte daher nicht zugelassen werden.

Soweit die Vorhabenträgerin die Problematik der Leckage behandelt und ein Sicherheitskonzept aufstellt,

- UVP-Bericht, S. 238.

setzen die vorgeschlagenen Maßnahmen voraus, dass eine Leckage überhaupt erkannt wird, und zwar nicht nur bei der Förderung selbst, sondern auch beim Transport durch die Pipelines. Hierzu bedarf es einer weitergehenden Überwachung von Bohr- und Produktionsplattform sowie des Pipeline-Systems. Aufgrund des Risikos von Methanaustritt nach der Stilllegung bedarf es einer Überwachung auch noch nach der Stilllegung der Anlage. Hierfür würde sich etwa der Einsatz von speziellen Kameras anbieten, um die Erdgasanlagen zu inspizieren. Damit lässt sich erkennen, ob irgendwo Methan austritt, weil ein Tankhahn nicht richtig zu oder eine Leitung leak ist.

- <https://www.deutschlandfunk.de/methanverluste-lecks-in-der-oel-und-gasindustrie-100.html>

Darüber hinaus befreien Sicherheitsmaßnahmen nicht von der Abschätzung möglicher Folgen eines Versagens des Sicherheitssystems, das sich niemals ganz verhindern lässt:

„Auch wenn das Risiko eines Versagens der Pipeline gering ist, kann es dennoch nicht vollständig ausgeschlossen werden. Zu den möglichen Auswirkungen einer Leckage oder eines Bruchs der Pipeline gehören

- stoffliche Emissionen, vor allem durch das ausströmende Gas, Kondensate und Begleitstoffe, wie Korrosionsinhibitoren;

- energetische Wirkungen durch Brände oder Explosionen (vgl. Kap. 16.3.3.7), die als Folge des sich entzündenden Gases auftreten könnten.

Die Menge der freigesetzten Stoffe hängt davon ab, wie schnell die Zufuhr von Erdgas und Kondensat zur Pipeline unterbunden werden kann. Wie bei einem Blowout (vgl. Kap. 16.3.3.1) ist auch bei einem Versagen der Pipeline davon auszugehen, dass das Erdgas kaum in der Wassersäule verbleibt, sondern schnell in die Luft entweicht, wo es aufsteigt und verdünnt wird. Die weniger flüchtigen Bestandteile des Kondensats verdunsten nur zum Teil. Sie können auf eine Ölschicht an der Wasseroberfläche bilden, im Wasser dispergiert und gelöst werden, an Schwebstoffe gebunden werden, ins Sediment eingetragen werden, an den Ufern stranden und auch biologisch abgebaut werden.“

UVP-Bericht, S. 164.

Auch wenn die tatsächlich entweichende Menge von THG von dem jeweiligen Ereignis und der Schnelligkeit der Reaktion darauf abhängt, ist eine Abschätzung der freiwerdenden Gase aufgrund von Erfahrungswerten der Vergangenheit doch möglich.

Einen Orientierungswert bieten die oben bereits genannten 1,7% der weltweiten geförderten Gasmenge, die im Durchschnitt durch Leckagen verloren gehen.

- <https://www.deutschlandfunk.de/methanverluste-lecks-in-der-oel-und-gasindustrie-100.html>

Die damit ermittelten Emissionen wären, selbst wenn sie eine worst-case-Annahme darstellen, anhand der erwarteten Fördermenge in CO₂-Äquivalente umzurechnen und in die CO₂-Bilanz des Vorhabens miteinzubeziehen.

Für Methanemissionen nach Stilllegung der Anlage bietet die erwähnte Studie von Böttner et al. Vergleichswerte als Anhaltspunkt.

- Böttner, C., M. Haeckel, M. Schmidt, C. Berndt, L. Vielstädte, JA Kutsch, J. Karsten, T. Weiß, „Treibhausgasemissionen aus stillgelegten Kohlenwasserstoffbohrungen im Meer: Leckageerkennung, Überwachung und Minderungsstrategien“ 2020, International Journal of Greenhouse Gas Control', <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103119>.

Selbst wenn – etwa aufgrund des Einsatzes neuerer Technologien – ein anderer Erfahrungswert zugrunde gelegt wird, darf eine grobe Abschätzung der zu erwartenden Emissionen aus Leckagen nicht unterbleiben, da Leckagen nicht mit Sicherheit auszuschließen, sondern vielmehr auch bei Einhaltung der vorgesehenen Sicherheitsmaßnahmen zu erwarten sind.

Dass eine Abschätzung des zu erwartenden Verlust von Erdgas durch Leckagen nicht möglich wäre, wäre jedenfalls eine unplausible Behauptung. Da es bei dem Verlust des Erdgases nicht nur um mögliche Klimawirkungen geht, sondern es sich hierbei auch um einen „Business-Case“ handelt, ist davon auszugehen, dass die Vorhabenträgerin bereits eine Analyse der Rentabilität Ihres Vorhabens auch im Hinblick auf etwaige Erdgas-Verluste durch Leckagen erstellt hat, ihr also eine Abschätzung

der Größenordnung der Menge an durch Leckagen verlorengedem Erdgas vorliegt. Auf dieser Grundlage wäre eine Umrechnung in CO₂-Äquivalente mit vertretbarem Aufwand möglich.

Dies ist zur Offenlegung der tatsächlich zu erwartenden Klimawirkungen des Vorhabens nach § 13 Abs. 1 KSG zwingend nachzuholen.

3.3.3 Lebenszyklusemissionen nicht ermittelt

Unvollständig ermittelt sind auch die sog. „Lebenszyklusemissionen“ des Vorhabens. Unter „Lebenszyklusemissionen“ werden alle Treibhausgasemissionen verstanden, die mit den Erstinvestitionen, den Ersatzinvestitionen, der Streckenunterhaltung und dem Betrieb der zu bewertenden Infrastrukturmaßnahme verbunden sind.

- Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Methodenhandbuch zum Bundesverkehrswegeplan 2030, März 2016, S. 34.

Die sektorenübergreifende Ermittlung der Klimawirkungen nach § 13 Abs. 1 KSG bedeutet aber, dass auch die in den Sektor „Industrie“ fallenden Lebenszyklusemissionen zu ermitteln und in die Abwägung einzustellen sind.

- BVerwG, Urteil vom 4. Mai 2022 – 9 A 7/21 – (Nordverlängerung A 14), juris Rn. 94.

Für die Bauphase führt der Umweltbericht allein den Kraftstoffverbrauch der Arbeitsschiffe auf.

- UVP-Bericht, S. 521.

Außerdem wird ausgeführt, dass in allen Phasen des Projektes Transporte per Schiff und Helikopter erforderlich sind, um Güter und Personen zu und von der Plattform zu bringen.

- UVP-Bericht, S. 522.

Keine Ausführungen enthält des UVP-bericht jedoch zu den THG-Emissionen, die für die Produktion der Baustoffe der Bohrplattformen, der Produktionsplattform und der Pipelines sowie für das Material für notwendige Instandhaltung freigesetzt werden.

Der Vorhabenträgerin wird aber die Menge des für den Bau der Plattformen und Pipelines benötigten Materials bekannt sein. Die Menge des bei der Produktion einzelner Baustoffe – wie etwa Stahl – emittierten CO₂ ist auch zumindest in Form von Durchschnittswerten bekannt. So werden für die Produktion von einer Tonne Rohstahl in etwa 1,7 Tonnen CO₂ emittiert.

- <https://www.faz.net/asv/zukunft-stahl-2018/saubere-stahlerzeugung-15636036.html>

Anhand derartiger Durchschnittswerte ließen sich die durch die Produktion der verwendeten Baustoffe verursachten Emissionen abschätzen.

Auch dies ist zur Wahrung der Anforderungen des Berücksichtigungsgebots des § 13 Abs. 1 KSG zwingend nachzuholen.

3.4 Bewertung der ermittelten THG-Emissionen

Nachdem die durch das Vorhaben verursachten THG-Emissionen ermittelt und zu den nationalen Klimazielen ins Verhältnis gesetzt sind, müssen die gefundenen Ergebnisse bewertet werden.

Bei der Bewertung dieser Zahlen ist neben dem Fortschritt des Klimawandels und der bereits in den vergangenen Jahren bereits in Deutschland bemerkbaren Auswirkungen (Hitzesommer 2018, 2019, 2021 und 2022, Flutkatastrophe im Ahrtal 2021) auch die Zielverfehlung in dem auch hier relevanten Sektor „Gebäude“ zu berücksichtigen. In diesem Sektor wurden bereits in den Jahren 2020 und 2021 die Klimaziele verfehlt. Eine Verfehlung der Klimaziele in diesem sowie auch in weiteren Sektoren in den Jahren 2022 und 2023 ist absehbar.

- BMWK, Eröffnungsbilanz Klimaschutz vom 13.01.2022; online abrufbar: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/01/20220111-habeck-legt-eröffnungsbilanz-klimaschutz-vor.html>

Die bisherige und auch in den kommenden Jahren absehbare Verfehlung der nationalen Klimaziele steht dem Vorhaben entgegen. Das Interesse an der Einhaltung der Klimaziele überwiegt auch angesichts der schwerwiegenden Folgen, die der Klimawandel mit sich bringt, das Interesse an der weiteren Förderung von Erdgas.

Der Niedersächsische Landtag hatte in einem Entschluss 2021 auch deswegen klar Stellung gegen die Erdgasförderung im Wattenmeer durch One-Dyas bezogen. Er stellte fest:

- Das UNESCO-Weltnaturerbe Wattenmeer ist von herausragender weltweiter Bedeutung.
- Sein Schutz muss für die Landesregierung oberste Priorität haben.
- Gegenüber den Gefahren für den Naturraum Wattenmeer und insbesondere das Naturschutzgebiet „Borkum Riff“ hat die Erdgasförderung in jedem Fall zurückzustehen.
- Das Vorhaben von ONE Dyas B.V. ist aus der Zeit gefallen. Die Erschließung und Ausbeutung neuer Gasfelder steht nicht im Einklang mit den Zielen der Energiewende. Es besteht die Besorgnis, dass die Übergangsphase bis zum endgültigen Umstieg auf erneuerbare Energien durch derartige Vorhaben verlängert wird.
- Es wird auf den dringend erforderlichen Bewusstseinswandel und Handlungsbedarf verwiesen, der auch durch das Urteil des Bundesverfassungsgerichts und das „Shell-Urteil“ gefordert wird.
- Das Vorhaben von One DYAS B.V. ist abzulehnen und muss zumindest auf deutschem Hoheitsgebiet verhindert werden.

Seitdem hat sich aufgrund des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine die Haltung der niedersächsischen Landesregierung verändert. Nun rechnet man vor allem der Energiesicherheit größeres Gewicht zu.

Die aktuelle politische Situation für das Vorhaben ins Feld zu führen, überzeugt jedoch nicht. Vielmehr erhärtet sie die Notwendigkeit einer Abkehr von fossilen Energien und der Forcierung der

Energiewende, um die energiepolitische Unabhängigkeit Deutschlands und Europas sicherzustellen. Aufgrund der notwendigen Bauzeiten wird das Vorhaben ohnehin keinen Beitrag zu aktuell bestehenden Engpässen mehr leisten können. Es ist bereits nach den optimistischsten Angaben im Rahmenbetriebsplan mit einer Inbetriebnahme frühestens Ende 2024 zu rechnen.

- Rahmenbetriebsplan, Kap. 1, Seite 11.

Wie sich die politischen Verhältnisse bis dahin darstellen werden, ist derzeit nicht absehbar. Sicher ist jedoch, dass das Erfordernis einer Abkehr von fossilen Energien mit jedem Jahr dringender wird. Das Interesse an der Erschließung neuer fossiler Energiequellen wiegt daher zu gering, als dass es das Interesse an der Einhaltung der Klimaziele überwiegen könnte. Im Gegenteil überwiegt das Interesse an der Einhaltung dieser Ziele zum Schutz des menschlichen Lebens und der menschlichen Gesundheit (Art. 2 Abs. 2 Satz 1 GG), der natürlichen Lebensgrundlagen (Art. 20a GG), des Eigentums (Art. 14 GG) sowie der Freiheitsrechte insgesamt,

- vgl. BVerfG, Beschluss vom 24. März 2021 – 1 BvR 2656/18 –, BVerfGE 157, 30-177, juris Rn.117, 183, Rn.184, 192, 193.

Denn was sich seit dem ersten Entschluss des Niedersächsischen Landtags 2021 auch geändert hat ist, dass sich der Klimawandel schneller als erwartet vollzieht. Das belegt nicht zuletzt der 6. Sachstandsbericht des Weltklimarates IPCC, der letztes und dieses Jahr in mehreren Teilen erschienen ist.

- online abrufbar: <https://www.ipcc.ch/>

Eine wesentliche Erkenntnis hieraus ist auch, dass viele klimatische Veränderungen nicht reversibel sind. Sog. Klimakippunkte werden voraussichtlich schon in wenigen Jahren überschritten werden. Die weltweiten Maßnahmen hingegen, die derzeit geplant sind, um die Emissionen zu reduzieren, reichen nach Einschätzung der Wissenschaft und des Weltklimarates bei weitem nicht aus, um das zu verhindern. Dies gilt auch für die Klimaschutzbemühungen von Deutschland und den Niederlanden, was auch der Expertenrat für Klimafragen und sogar die Bundesregierung selbst nicht anders sieht.

- BMWK, Eröffnungsbilanz Klimaschutz vom 13.01.2022; online abrufbar: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/01/20220111-habeck-legt-eröffnungsbilanz-klimaschutz-vor.html>

Der Expertenrat für Klimafragen hält in seinem Zweijahresgutachten als Fazit fest:

„Für die zukünftige Ausrichtung der deutschen Klimapolitik sind drei Hauptergebnisse dieses Gutachtens entscheidend: i) Es hat im Zeitraum von 2000 bis 2021 substanzielle Emissionsminderungen gegeben, **aber die realisierten klimapolitischen Wirkungen waren vielfach geringer als die avisierten und durch politische Instrumente adressierten Ziele.** Dies zeigt sich an den sehr unterschiedlichen Verläufen der Minderungen in den verschiedenen Sektoren durch Phasen, in denen THG-Emissionen nicht weiter zurückgingen oder sogar wieder anstiegen. ii) **Ein nahezu kontinuierlicher Zuwachs der**

Aktivitäten in allen Sektoren einschließlich Rebound-Effekten wirkte einer möglichen stärkeren Absenkung der THG-Emissionen entgegen. iii) Die in der Vergangenheit beobachtete Entwicklung der THG-Emissionen wie auch die Fortschreibung der Trends der letzten Jahre vor der Covid-19-Pandemie weisen für alle Sektoren und insgesamt auf eine erhebliche Erfüllungslücke mit Blick auf die Ziele des Jahres 2030 hin.

Diese Beobachtungen führen zur Frage, ob ein Erreichen der zukünftigen Klimaziele ohne einen Paradigmenwechsel in der Ausrichtung der deutschen Klimapolitik gelingen kann. Während heute vor allem der Wirkraum des Aufbaus von neuem Kapitalstock politisch im Fokus steht, würde ein substantieller Wechsel darin bestehen, dass zukünftig alle zur Verfügung stehenden Wirkräume konsequent adressiert werden. **Das beinhaltet insbesondere auch den Rückbau des fossilen Kapitalstocks sowie die Reduzierung relevanter Aktivitätsgrößen.** Eine Möglichkeit für die ganzheitliche Adressierung aller Wirkräume wäre die harte Begrenzung zulässiger Emissionsmengen. Politische Steuerung hätte dann nicht mehr die primäre Aufgabe, Emissionen zu steuern, sondern die dafür umso größere Herausforderung, den Wandel so zu gestalten, dass er für Wirtschaft und Gesellschaft ökonomisch und verteilungspolitisch tragfähig ist. Klimapolitik wäre dann nicht mehr überwiegend Emissionsminderungspolitik, sondern zunehmend Wirtschafts- und Sozialpolitik unter den neuen Rahmenbedingungen der harten Mengengrenze, die zugleich die Gefahr von Rebound-Effekten bannen würde.

Ohne harte Begrenzung von Emissionsmengen bedeutet ganzheitliche Adressierung der Wirkräume, dass politische Maßnahmen neben der Förderung des beschleunigten Ausbaus eines neuen Kapitalstocks **deutlich stärker als bisher auch den Rückbau des fossilen Kapitalstocks** und eine stärkere Ausschöpfung verhaltensbedingter Effizienzpotenziale adressieren **müssen**, um die Aussicht auf eine Erreichung der Klimaziele zu verbessern. Dabei kann das Leitbild der harten Mengengrenze und der Klimapolitik als Wirtschafts- und Sozialpolitik die Perspektive der deutschen Treibhausgasminde rung deutlich weiten. Denn damit könnten die gesellschaftspolitischen Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass die Einführung einer harten Mengengrenze ermöglicht wird. Unabhängig vom geschilderten grundlegenden Wechsel des Paradigmas erscheint es darüber hinaus in jedem Fall sinnvoll, kontraproduktiv wirkende und Komplexitätserhöhende Elemente im derzeitigen Instrumentenmix konsequent abzubauen.“

Expertenrat für Klimafragen, Zweijahresgutachten 2022, November 2022, S. 17; eigene Hervorh.

Der Rückbau der Aktivitäten im Bereich fossiler Energien ist also ein zentrales Instrument, um die Zielverfehlung bereits bis zum Jahr 2030 zu verhindern. Diese Aussagen wurden wohlgermerkt auch vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Situation getroffen.

Während es zur Bewältigung möglicher Engpässe der Energieversorgung verschiedene Wege gibt, führt an dem Ausstieg aus fossilen Energien kein Weg vorbei, wenn die sowohl völkerrechtlich (Pariser Abkommen), als auch verfassungsrechtlich (Art. 20a GG, BVerfG, Beschluss vom 24. März 2021 – 1 BvR 2656/18 –, juris Rn. 208), als auch gesetzlich (§ 1 KSG) verankerten Klimaschutzziele

erreicht und das Überschreiten von irreversiblen Kippunkten in den kommenden Jahren verhindert werden soll.

Aufgrund des erheblichen Beitrags des Vorhabens zum Fortschreiten des Klimawandels infolge massiver Emissionen von CO₂ und CH₄ in die Atmosphäre, steht das Vorhaben nicht im überwiegenden öffentlichen Interesse. Vielmehr steht dem Vorhaben das überwiegende öffentliche Interesse des globalen Klimaschutzes (sowie auch der weiteren überragend wichtigen Belange des Schutzes der Biodiversität und der Umwelt insgesamt) entgegen.

Die nach § 13 Abs. 1 KSG gebotene Berücksichtigung der Klimaschutzbelange führt daher notwendig zu dem Ergebnis, dass die Voraussetzungen einer Zulassung des Vorhabens nach § 48 Abs. 2 Satz 1 BBergG (und auch § 67 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG, s.u.) nicht gegeben sind.

4. Unvollständige Unterlagen

Eine abschließende Prüfung der Sachverhalte sowie der vollständigen Unterlagen war nicht möglich. Es fehlt eine Vielzahl von Dokumenten, die für eine Bewertung insbesondere der Umweltfolgen des geplanten Vorhabens unerlässlich sind. Im Einzelnen betrifft dies die zitierten, aber nicht enthaltenen folgenden Dokumente:

N05-A_UVP-B_FFH-VP-AFB_2022-08-25.pdf

RHDHV (2020a): Naturtest Gasproduktion N05-A. Angemessene Bewertung und Quick Scan Naturgesetz (übersetzt aus dem Niederländischen). 8.10.2020, 173 S.

RHDHV (Royal HaskoningDHV) (2020d): Umweltverträglichkeitsbericht Gasförderung N05-A Teil 1: Geplante Aktivität (Deutsche Übersetzung des maßgeblichen niederländischen Originaltextes). Im Auftrag von ONE-Dyas B.V. 07.10.2020, 64 S.

RHDHV (Royal HaskoningDHV) (2020e): Umweltverträglichkeitsbericht Gasförderung N05-A Teil 2: Auswirkungen auf die Umwelt (Deutsche Übersetzung des maßgeblichen niederländischen Originaltextes). Im Auftrag von ONE-Dyas B.V. 09.10.2020, 283 S.

RHDHV (Royal HaskoningDHV) (2021): Ergänzende EIA - Gasproduktion N05-A (Deutsche Übersetzung des maßgeblichen niederländischen Originaltextes). Im Auftrag von ONEDyas B.V. 24.12.2021, 99 S. + Anhänge.

Darüber hinaus fehlen Angaben zum Lagerstättenwasser/Production water, welches die Vorhabens-trägerin an der Bohrinself bzw. Produktionsplattform direkt in das Meer einleiten möchte. Dazu sind Angaben mindestens zu den folgenden Parametern im Lagerstättenwasser/Production water erforderlich:

CSB, BSB5, Ammonium-Stickstoff, Nitrat-N, Nitrit-N 0,003 [Fischgiftig], Blei, Quecksilber, Lithium, Strontium, Aluminium, Zink, Barium, Bor, Silicium, Chlorid, Sulfat (SO₄), Jodid, Bromid,

Hydrogencarbonat (HCO₃), Silikat (SiO₂), Phenolindex, TOC, n-Heptan, n-Octan, AOX, MKW (nicht aromatisch C₁₀-C₄₀), Summe BTEX, Benzol, Toluol, Ethylbenzol, m+p-Xylol, PAK16, o-Xylol, Summe C₃-Aromaten, 1,2,4-Trimethylbenzol, 1,2,3-Trimethylbenzol, Naphthalin, LCKW, hier 1,2-Dichlorethan, Aceton, iso-Butanol, Formiat, Acetat, Glykolsäure, Rn-222, Ra-224, Ra-226, Ra-228, Pb-210, Po-210

Ebenso fehlen Angaben zu Reinigungswässern aus erforderlichen Bohrloch-Reinigungen sowie hydraulischen Stimulationen und Bohrloch-Behandlungen.

Es wurden von der Vorhabensträgerin auch keine Angaben zu radioaktiven Stoffen (z. B. Radon-222, Radium-224, Radium-226, Radium-228, Blei-210, Polonium-210 usw.) gemacht, welche im Erdgas, im Erdgaskondensat und im Lagerstättenwasser enthalten sein können. Entsprechend liegen auch keine Angaben darüber vor, welche Mengen in die Luft abgeleitet und in das Meer eingeleitet werden sollen.

Auch fehlen Angaben darüber, welche Daten für Lagerstättenwasser/Production Water, Reinigungswässer aus Bohrloch-Reinigungen, hydraulischen Stimulationen und Bohrloch-Behandlungen die Vorhabensträgerin den beauftragen Firmen wie z. B. Royal HaskoningDHV und weiteren zur Verfügung gestellt hat, um die Berechnungen für die Einleitungen von Lagerstättenwasser/Production Water usw. durchzuführen.

Weiterhin fehlen Angaben zur Gesamtmenge des nicht ölhaltigen Bohrschlamms, der im niederländischen Teil der Nordsee verklappt werden soll. Erforderlich sind hier insbesondere Angaben zu den Inhaltsstoffen und auch Bioziden.

Zur Entsorgung von Quecksilberabfällen radioaktiven Reststoffen und radioaktiven Abfällen, die bei der Erdgasförderung und -reinigung anfallen, fehlen (entsprechend der VERORDNUNG (EU) 2017/852 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 17. Mai 2017 über Quecksilber und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1102/2008) Angaben ebenfalls. Insbesondere zu Ort der Entsorgung in den Niederlanden oder Deutschland.

5. UVP-Bericht und Naturschutz

Der UVP-Bericht ist in vielen Punkten völlig unzureichend und kommt schon in der Allgemeinverständlichen nicht-technische Zusammenfassung zu falschen Bewertungen. Die FFH-Verträglichkeitsuntersuchung, der Artenschutzrechtlicher Fachbeitrag sowie die Bewertung nach der WRRL und der MSRL bestehen hauptsächlich aus Wiederholungen.

5.1 Riffe

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 Quellen-Auswahl und der fehlenden eigenständigen Erfassung kommt die Vorhabens-trägerin zu dem Ergebnis:

„Insgesamt gesehen ist den im Untersuchungsraum vorgefundenen benthischen Lebensge-meinschaften keine herausragende Bedeutung beizumessen.“

Dieses Ergebnis entspricht allerdings nicht der realen Situation. Die Berichte

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

liefern dagegen umfangreiche Daten zur Umgebung der nur 500m von der deutschen Grenze ge-legenen geplanten Plattformposition und dem deutschen Gebiet in dem die Kabeltrasse zum Windpark Riffgat OWF liegen soll. Auch diese Berichte kommen zu dem Schluss, dass in dem Gebiet keine besonders wertvollen Lebensraumtypen und Lebensgemeinschaften existieren. Sie arbeiten in ihren Untersuchung allerdings mit den niederländischen Definitionen für Lebensraumtypen und insbeson-dere Riffe, 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 wer-den. Dies ist versäumt worden und muss nachgeholt werden.

Wendet man die deutschen Definitionen an, kommt man zu einem gänzlich anderen Ergebnis als die Vorhabensträgerin: 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 Lebensraum-typ 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 Biotop-Vorkommen des nach § 30 geschützten Biotoptyps "Riffe" zu finden, genießen sie auch ohne in einem Schutzgebiet zu liegen den Veränderungsschutz nach FFH-Recht.

An dieser Stelle sind die Antragsunterlagen sowie die Schlussfolgerungen der Vorhabensträgerin in hohem Maße defizitär, die erforderlichen spezifischen Untersuchungen müssen dringend nachge-holt werden.

5.2 Lagerstättenwasser

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. Dar-über hinaus tragen wir auf Grundlage der vorliegenden, unvollständigen Unterlagen Folgendes vor:

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

discharges from oil and gas exploration and exploitation activities

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.

Schon vor diesem Hintergrund ist klar, dass auf eine Einleitung des Lagerstättenwassers bzw. Production Waters im beantragten Projekt vollständig verzichtet werden muss.

Die vorliegende 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. Zudem sind die Unterlagen wie oben ausgeführt unvollständig, weshalb ebenfalls keine abschließende Aussage möglich ist.

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. 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.

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, dass 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.

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 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.

5.3 Störfall- und Unfallrisiken

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.

5.4 Betroffene Schutzgebiete

Das Erdgasfeld N05A ist umgeben von Naturschutzgebieten, welche den höchsten europäischen Schutzstatus genießen und liegt inmitten eines in der Natura 2000-Gebietsprüfung befindlichen Schutzgebietes. Natura 2000-Gebiete sind für Arten und Lebensräumen von europäischer Bedeutung und sollten deshalb auch im Zusammenhang mit dem öffentlichen Interesse am Schutz von ganz Europa betrachtet werden.

Die „Borkumse Steine“ ist einer von riffgeprägten Strukturen geprägter Lebensraum mit Seeanemonen, Schwämmen und Röhrenwürmchen. Das Vorkommen der Riffe, welche für die Auszeichnung eines Natura 2000- Gebiet nötig sind, wurden bei Untersuchungen vorgefunden. Bedenkt man, dass nur ein geringer Anteil der Gesamtfläche der Nordsee strikt geschützt vor menschlichen Einflüssen

sind, dann wird deutlich, wie bedeutend der Schutz dieser Naturgebiete ist. Der deutsche FFH-Bericht von 2019 zeigt, dass sich die deutschen Riffe in einem ungünstigen bis schlechten Zustand befinden.

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.

Durch das geplante Vorhaben werden die Schutzziele der Gebiete sowie die geschützten Arten in besonderer Weise gefährdet. Eine Befreiung von den Verboten der NSG-VO „Borkum Riff“ kommt vor diesem Hintergrund nicht in Frage.

6. Befreiung von den Verboten der NSG-VO „Borkum Riff“

Das Gewinnungsvorhaben im N05-A-Vorkommen ist aufgrund der entgegenstehenden Verbot der Verordnung zum Naturschutzgebiet „Borkum Riff“ nicht zulassungsfähig. Eine Befreiung kann vorliegend nicht erteilt werden, da die Voraussetzungen nicht gegeben sind.

Nach § 67 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG kann auf Antrag Befreiung von den Geboten und Verboten dieses Gesetzes, in einer Rechtsverordnung auf Grund des § 57 BNatSchG sowie nach dem Naturschutzrecht der Länder gewährt werden, wenn dies aus Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses, einschließlich solcher sozialer und wirtschaftlicher Art, notwendig ist. In Bezug auf die Befreiung aus überwiegenden öffentlichen Belangen müssen zwei Tatbestandsvoraussetzungen erfüllt sein: Zum einen setzt die Befreiungssituation einen so nicht vorgesehenen und deshalb singulären Einzelfall voraus, der sich vom gesetzlich geregelten Tatbestand durch das Merkmal der Atypik abhebt. Ist diesem Erfordernis genügt, so bedarf es zusätzlich einer Abwägungsentscheidung der Behörde im Sinne einer bilanzierenden Gegenüberstellung der jeweils zu erwartenden Eingriffe und Folgen. Diese nur eingeschränkte gerichtliche Kontrolle unterliegende Abwägung setzt eine sorgfältige Ermittlung und Gewichtung der gegenläufigen Belange voraus.

- Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg, Beschluss vom 28. September 2012 – OVG 11 S 61.12 –, juris Rn. 5.

Hier fehlt es an der atypischen Sonderkonstellation, die grundsätzliche Voraussetzung für eine Befreiung nach § 67 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG bildet.

Die Möglichkeit der Befreiung trifft – wie auch in anderen Fällen einer gesetzlich vorgesehenen Befreiung – den so nicht vorausgesehenen und deshalb atypischen Fall.

- BVerwG, Urteil vom 26. März 1998 – 4 A 7/97 –, juris Rn. 26.

Während Ausnahmetatbestände typischerweise bei Normerlass bekannte bzw. voraussehbare Fallgruppen betreffen, für die eine Regelung generell nicht passt, geht es bei Befreiungstatbeständen um nicht vorhersehbare atypische Sonderfälle, denen im Einzelfall Rechnung getragen werden soll.

- Verwaltungsgerichtshof Baden-Württemberg, Urteil vom 14. März 2011 – 5 S 644/09 –, juris Rn. 42; Beschluss vom 24. März 2014 – 10 S 216/13 –, juris Rn. 18.

Die Funktion der Befreiung besteht darin, rechtlichen Unausgewogenheiten abzuhelpfen, die sich bei Anwendung einer Norm auf Grund besonderer Umstände des Einzelfalles ergeben. Diesem Zweck entsprechend setzt die Möglichkeit der Befreiung stets einen im Zeitpunkt des Normerlasses vom Normgeber so nicht vorausgesehen und deshalb *atypischen Sonderfall* voraus.

- Landmann/Rohmer UmweltR/Gellermann, 98. EL April 2022, BNatSchG § 67 Rn. 10

Im vorliegenden Fall geht es aber nicht um einen atypischen Sonderfall, sondern um den von der Verordnung zum Naturschutzgebiet „Borkum Riff“ gerade ganz zentral erfassten Standardfall.

Nach § 3 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 der Verordnung zum NSG „Borkum Riff“ sind insbesondere alle Handlungen 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 verboten.

Zwar reichen die von der im niederländischen Hoheitsgebiet gelegenen Plattform in den deutschen Sektor abgeteufte Richtbohrungen nicht bis unter das NSG. Mit den in die Lagerstätten N05-A und die Prospekte Diamant und N05-A-Südost reichenden Bohrungen werden aber auch Teile der Lagerstätten unterhalb des NSG und damit „nicht lebende natürliche Ressourcen des Meeresbodens und seines Untergrundes“ erforscht und ausgebeutet.

- Befreiungsantrag Verbote NSG Borkum Riff vom 26.08.2022, S. 2.

Bei dem Bedürfnis nach Ausbeutung der im Untergrund des NSG vorhandenen Erdgasvorkommen handelt es sich aber gerade um den „insbesondere“ genannten Regelfall der nach § 3 Abs. 1 der Verordnung zum NSG „Borkum Riff“ verbotenen Handlungen. Lautete das Verbot des § 3 der NSG-Verordnung lediglich pauschal auf alle Handlung, die geeignet sind, die Schutzziele des NSG zu beeinträchtigen, könnte angeführt werden, dass die Möglichkeit von Erdgasvorkommen im Untergrund übersehen wurde, und eine Befreiung könnte zumindest in Erwägung gezogen werden. Diese Ausbeutung natürlicher Ressourcen im Untergrund des NSG stellen aber gerade den an erster Stelle genannten Regelfall dar. Die Verordnung dient daher zuvörderst dem Schutz des Gebiets vor den Auswirkungen einer Ausbeutung der im Untergrund vorkommenden natürlichen Ressourcen. Zu

dem bloßen Bedürfnis nach der Ausbeutung dieser im Untergrund des NSG vorhandenen nicht lebenden natürlichen Ressource müssten besondere Umstände hinzutreten, die den vorliegenden Fall als einen atypischen Sonderfall erscheinen lassen.

Derartige Umstände sind vorliegend aber nicht ersichtlich und auch von der Vorhabenträgerin nicht angeführt. Sollte in Erwägung gezogen werden, die aktuelle politische Situation hinsichtlich des russischen Angriffskriegs in der Ukraine und der Notwendigkeit einer energiepolitischen Unabhängigkeit von Russland als atypischen Sonderfall anzusehen, ist daran zu erinnern, dass die Förderung von Erdgas aus dem N05-A-Vorkommen ohnehin nicht vor Ende 2024 beginnen kann, sodass die tatsächliche Förderung in eine vollkommen andere politische Lage fallen wird. Nach einer Untersuchung des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) kann die Versorgung mit Erdgas auch ohne russische Importe sogar schon im laufenden Jahr und im kommenden Winter 2022/23 gesichert werden. Dies bestätigen auch die aktuellen Daten der Bundesnetzagentur zu Gaslieferungen und Verbrauch: Trotz der Beendigung der russischen Gaslieferungen im September 2022 konnten die Erdgasspeicher gefüllt und die Versorgung in den bisherigen Wintermonaten gesichert werden. Aktuelle Prognosen legen nahe, dass auch die Versorgung im weiteren Verlauf des Winters gesichert ist. Das One-Dyas Projekt kann also keinen relevanten Beitrag zur Entspannung der derzeitigen Gasversorgungskrise liefern. Aufgrund dessen ist also kein atypischer Sonderfall gegeben.

Zudem überwiegen auch die öffentlichen Interessen an der Gewinnung des in den Vorkommen liegenden Erdgases nicht die entgegenstehenden Belange des Natur-, Klima- und Umweltschutzes. Dies sollte anhand der bereits vorgebrachten Einwände deutlich geworden sein.

Geradezu abwegig ist die Behauptung im Befreiungsantrag, der Verzicht auf eine Ausbeutung der unter dem NSG gelegenen Lagerstätte und Prospekte würde zu einer unzumutbaren Belastung der beteiligten Unternehmen führen. In diesem Fall wären auch die zum deutlich größeren Teil außerhalb des Untergrundes des Schutzgebiets gelegenen Lagerstätten und Prospekte nicht nutzbar.

- Befreiungsantrag Verbote NSG Borkum Riff vom 26.08.2022, S. 11.

Der Verzicht auf Ausbeutung ist keine Belastung. Hiermit entgeht der Antragstellerin lediglich eine Chance auf Gewinn. Entgangene Geschäftsmöglichkeiten sind aber keine Belastung. Die Antragstellerin wird in einem Recht, Rechtsgut oder sonst rechtlich geschützten Interesse in irgendeiner Weise beeinträchtigt.

Weder Art. 12 Abs. 1 noch Art. 14 Abs. 1 GG gewährleisten einen Anspruch auf künftige Erwerbsmöglichkeiten. Wettbewerbspositionen und damit auch der Umsatz und die Erträge unterliegen dem Risiko laufender Veränderungen je nach den Marktverhältnissen, weswegen bereits kein Recht darauf besteht, von Neuregelungen verschont zu bleiben, bis sich Investitionen amortisiert haben,

- BVerwG, NVwZ 2009, 1441 (1443 f.).

Hier geht es jedoch nicht einmal um eine Neuregelung, sondern um eine bereits seit über einem

Jahrzehnt bestehende Verordnung. Die Antragstellerin konnte zu keinem Zeitpunkt darauf vertrauen, jemals das Recht zu erhalten, unter dem NSG liegende Ressourcen auszubeuten. Daher kann auch die Anwendung der NSG-Verordnung keine Belastung für die Antragstellerin darstellen.

Mit freundlichen Grüßen

Sascha Müller-Kraenner

Sascha Müller-Kraenner
Bundesgeschäftsführer