



BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Eignungsprüfung der Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2

Hamburg, Februar 2022

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Fläche N-3.5	1
1.2	Fläche N-3.6	3
1.3	Fläche N-7.2	4
2	Zuständigkeit und Verfahren	5
2.1	Zuständigkeit	5
2.2	Verfahren	5
2.3	Grundlagen der Prüfung	6
3	Eignungsprüfung	10
3.1	Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung	10
3.1.1	Fläche N-3.5	10
3.1.2	Fläche N-3.6	11
3.1.3	Fläche N-7.2	12
3.2	Keine Gefährdung der Meeresumwelt	12
3.2.1	Keine Besorgnis der Verschmutzung der Meeresumwelt	13
3.2.2	Keine Gefährdung des Vogelzugs	15
3.2.3	Keine sonstige Gefährdung	15
3.2.4	Lage außerhalb von Naturschutzgebieten	18
3.3	Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs	18
3.3.1	Schiffsverkehr	19
3.3.2	Luftverkehr	30
3.4	Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung	35
3.4.1	Fläche N-3.5	36
3.4.2	Fläche N-3.6	36
3.4.3	Fläche N-7.2	36
3.5	Vereinbarkeit mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten	37
3.6	Vereinbarkeit mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen	37
3.6.1	Fläche N-3.5	38

3.6.2	Fläche N-3.6	38
3.6.3	Fläche N-7.2	38
3.7	Vereinbarkeit mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen	39
3.7.1	Flächen N-3.5 und N-3.6	40
3.7.2	Fläche N-7.2	40
3.8	Kein Entgegenstehen anderer Anforderungen nach diesem Gesetz und sonstiger öffentlich-rechtlicher Bestimmungen bzw. sonstiger überwiegender öffentlicher oder privater Belange	41
3.8.1	Flächenentwicklungsplan	42
3.8.2	Sicherheits- und Gesundheitsschutz/ Katastrophenschutz	42
3.8.3	Fischerei und marine Aquakultur	43
3.8.4	Natur-/Artenschutz und kulturelles Erbe und Tourismus	46
3.8.5	Internationale militärische Belange	46
3.8.6	Kein Entgegenstehen überwiegender privater Belange	46
4	Bestimmung der zu installierenden Leistung	48
4.1	Fläche N-3.5	48
4.2	Fläche N-3.6	48
4.3	Fläche N-7.2	48
5	Gesamtergebnis	52
6	Quellenangaben	53

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Lage der Fläche N-3.5 (ETRS 89, UTM 32N) in der deutschen AWZ der Nordsee (<i>Die Koordinaten werden als zusätzliches Informationsangebot im GeoSea-Portal (Web Feature Service des BSH) bereitgestellt; dabei handelt es sich um eine nachrichtliche Darstellung, maßgeblich für die Festlegung der Fläche bleibt die Festlegung im FEP.</i>)	2
Abbildung 2: Übersicht der Lage der Fläche N-3.6 (ETRS 89, UTM 32N) in der deutschen AWZ der Nordsee (<i>Die Koordinaten werden als zusätzliches Informationsangebot im GeoSea-Portal (Web Feature Service des BSH) bereitgestellt; dabei handelt es sich um eine nachrichtliche Darstellung, maßgeblich für die Festlegung der Fläche bleibt die Festlegung im FEP.</i>)	3
Abbildung 3: Übersicht der Lage der Fläche N-7.2 (ETRS 89, UTM 32N) in der deutschen AWZ der Nordsee (<i>Die Koordinaten werden als zusätzliches Informationsangebot im GeoSea-Portal (Web Feature Service des BSH) bereitgestellt; dabei handelt es sich um eine nachrichtliche Darstellung, maßgeblich für die Festlegung der Fläche bleibt die Festlegung im FEP.</i>)	4

Abkürzungsverzeichnis

AIS-Daten	Daten aus dem Automatischen Identifikationssystem in der Schifffahrt
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BGBI	Bundesgesetzblatt
BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
FEP	Flächenentwicklungsplan
GDWS	Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt
GW	Gigawatt
MSRL	Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie)
MW	Megawatt
NfS	Nachrichten für Seefahrer
OSPAR	Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic
ROG	Raumordnungsgesetz
SeeAnIV	Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung)
Sm	Seemeile
SRÜ	Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen
SUP	Strategische Umweltprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VTG	Verkehrstrennungsgebiet
VO-KVR	Verordnung zu den Internationalen Regeln von 1972 zur Verhütung von Zusammenstößen auf See
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz)

1 Einleitung

Gemäß § 16 WindSeeG ermittelt für Windenergieanlagen auf See, die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen werden, die Bundesnetzagentur (BNetzA) ab dem Jahr 2021 den Adressaten und die Höhe der Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mittels Ausschreibung, die sich auf eine im Flächenentwicklungsplan vom 18.12.2020 (FEP 2020) festgelegte und anschließend voruntersuchte Fläche bezieht. Als Grundlage für diese Ausschreibung wird gemäß § 12 Abs. 5 S. 1 WindSeeG die Eignung der Fläche und die auf ihr zu installierende Leistung mittels Rechtsverordnung festgestellt. Grundlage für die Feststellung der Eignung mittels Rechtsverordnung ist gemäß § 12 Abs. 4 und 5 die Eignungsprüfung. Gemäß § 10 Abs. 2 WindSeeG ist die Eignung gegeben, wenn der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der gegenständlichen Fläche die Kriterien und Belange nicht entgegenstehen, die im Rahmen der Aufstellung des FEP und im Rahmen der Planfeststellung für Windenergieanlagen auf See zu prüfen sind. Grundlage für die Feststellung der Leistung mittels Rechtsverordnung ist gemäß § 12 Abs. 4 i.V.m. § 10 Abs. 3 WindSeeG die vorherige Bestimmung der Leistung. Die vorliegende **Eignungsprüfung** und **Leistungsbestimmung** dienen demnach

als Grundlage für die Eignungs- und Leistungs-feststellung mittels Rechtsverordnung für die drei Flächen, die nach den Festlegungen des FEP 2020 in den Jahren 2022 und 2023 für die Ausschreibung durch die BNetzA vorgesehen sind.

Hierbei handelt es sich um die Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2.

1.1 Fläche N-3.5

Die Fläche N-3.5 liegt in der deutschen AWZ der Nordsee im westlichen Teil des im FEP 2020 festgelegten Gebiets N-3 (Abbildung 1).

Sie liegt zwischen den Verkehrstrennungsgebieten „German Bight Western Approach“ und „Terschelling German Bight“. Die Mindestwassertiefe beträgt 30 m (LAT).

Südlich grenzt der bereits errichtete Windpark „Nordsee One“ an. Westlich liegt die Fläche N-3.6. Nordöstlich der Fläche N-3.5 verlaufen die in Betrieb befindlichen Anbindungsleitungen „BorWin1“ und „BorWin2“ sowie die parallel dazu verlaufende Gasrohrleitung „Europipe 1“.

Die Fläche wird von vier außer Betrieb befindlichen Seekabeln gequert.

Die Entfernung zu der nächstgelegenen Insel Norderney südlich der Fläche beträgt etwa 30 - 40 km.

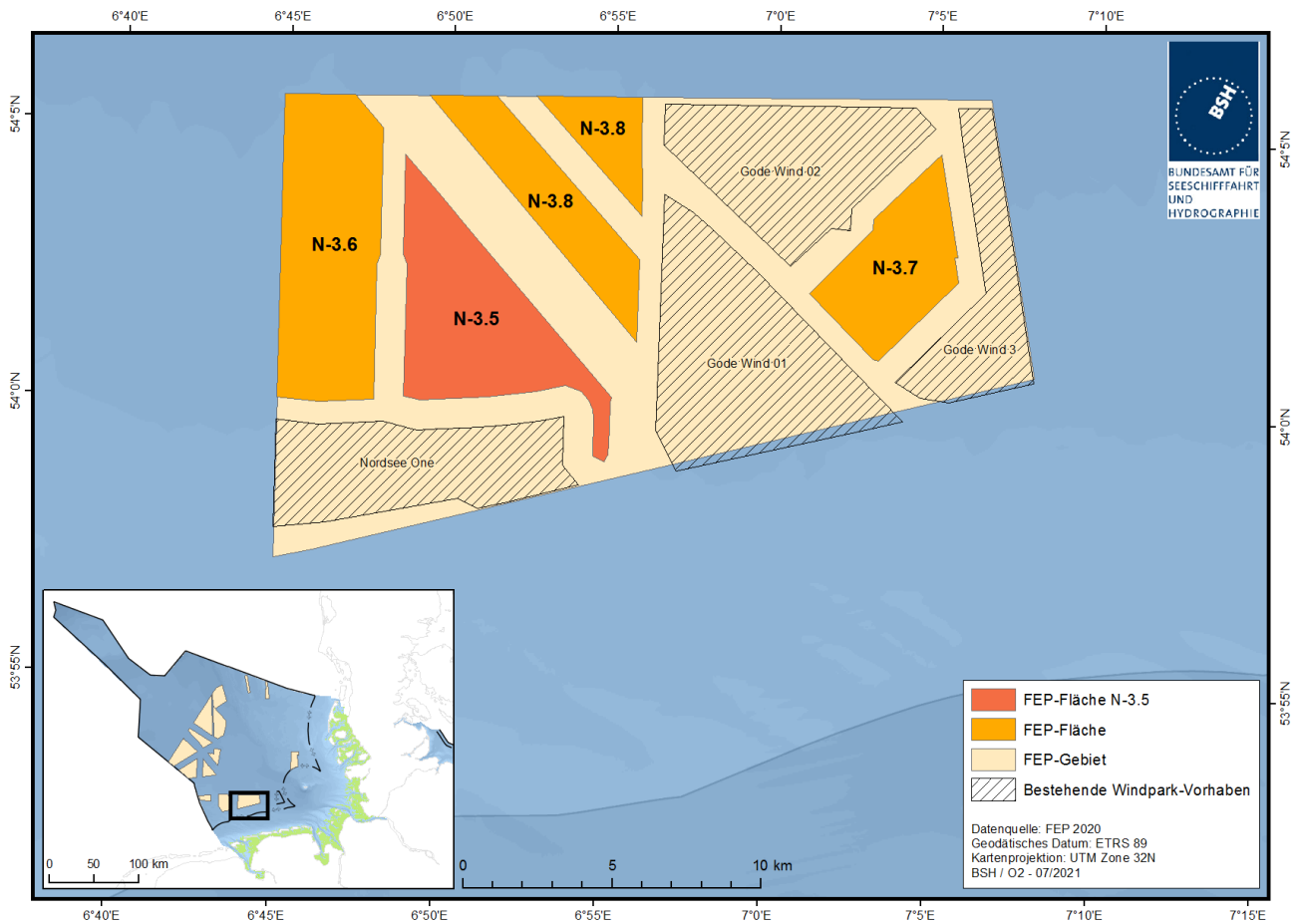


Abbildung 1: Übersicht der Lage der Fläche N-3.5 (ETRS 89, UTM 32N) in der deutschen AWZ der Nordsee. Die Koordinaten werden als zusätzliches Informationsangebot im GeoSea-Portal (Geodateninfrastruktur des BSH) bereitgestellt; dabei handelt es sich um eine nachrichtliche Darstellung, maßgeblich für die Festlegung der Fläche bleibt die Festlegung im FEP.

1.2 Fläche N-3.6

Die Fläche N-3.6 liegt in der deutschen AWZ der Nordsee im westlichen Teil des im FEP 2020 festgelegten Gebiets N-3 (Abbildung 2).

Sie liegt zwischen den Verkehrstrennungsgebieten „German Bight Western Approach“ und „Terschelling German Bight“. Westlich der Fläche liegt nach dem Raumordnungsplan für die AWZ in der Nordsee und Ostsee 2009 (Raumordnungsplan 2009) ein Vorbehaltsgebiet für Schifffahrt bzw. nach dem am 1. September 2021 in Kraft getretenen Raumordnungsplan für die AWZ in der Nordsee und in der Ostsee 2021 (Raumordnungsplan 2021) ein Vorranggebiet für

Schifffahrt. Die Mindestwassertiefe liegt bei 30 m (LAT).

Südlich grenzt der errichtete Windpark „Nordsee One“ an. Östlich liegt die Fläche N-3.5. Nordöstlich der Fläche verlaufen die in Betrieb befindlichen Anbindungsleitungen „BorWin1“ und „BorWin2“ sowie die Gasrohrleitung „Europipe 1“.

Die Fläche wird von vier außer Betrieb befindlichen Seekabeln gequert.

Die Entfernung zu den nächstgelegenen Inseln Norderney und Juist südlich der Fläche beträgt etwa 30 - 40 km.

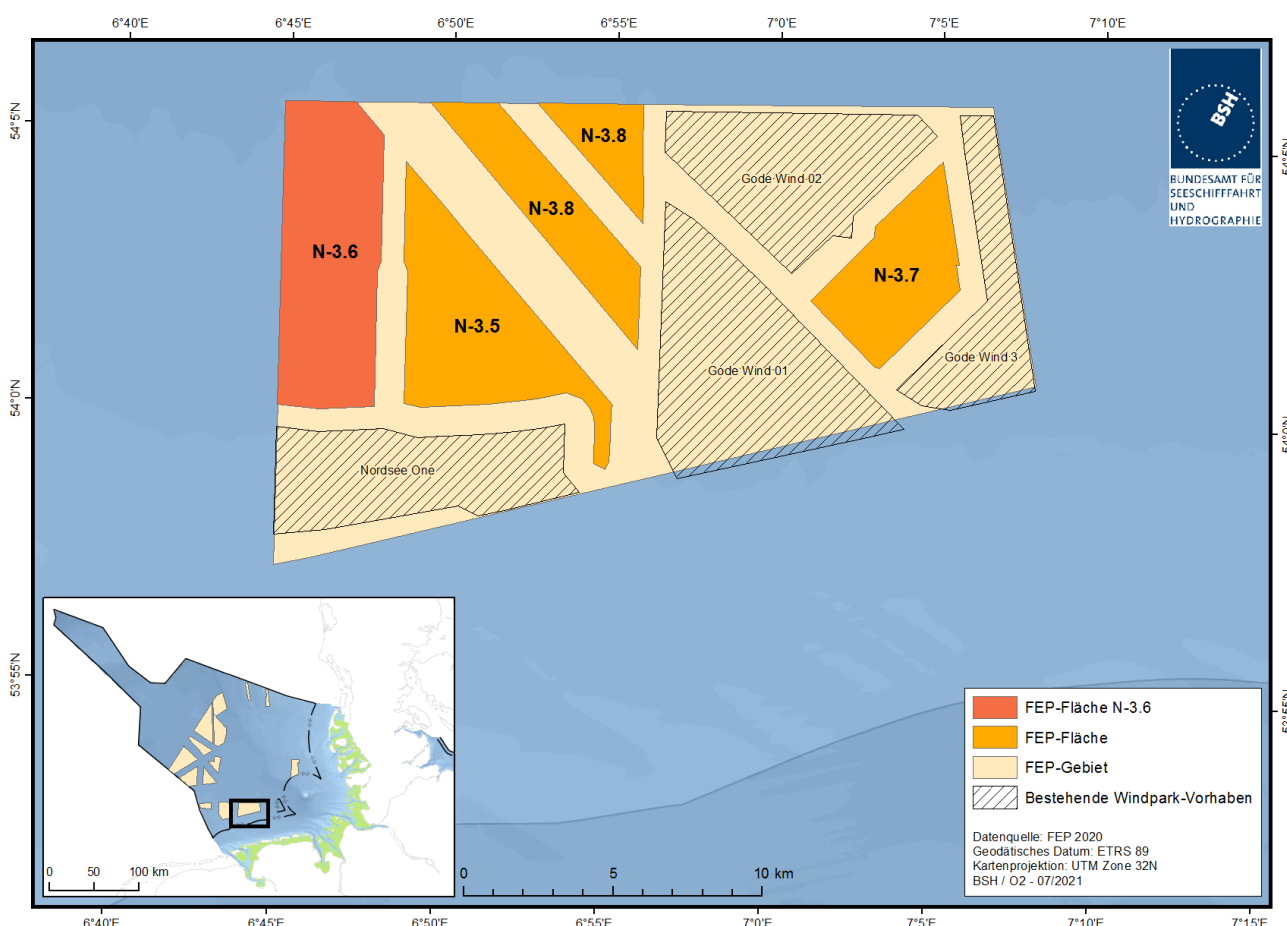


Abbildung 2: Übersicht der Lage der Fläche N-3.6 (ETRS 89, UTM 32N) in der deutschen AWZ der Nordsee. Die Koordinaten werden als zusätzliches Informationsangebot im GeoSea-Portal (Geodateninfrastruktur des BSH) bereitgestellt; dabei handelt es sich um eine nachrichtliche Darstellung, maßgeblich für die Festlegung der Fläche bleibt die Festlegung im FEP.

1.3 Fläche N-7.2

Die Fläche N-7.2 liegt in der deutschen AWZ der Nordsee im südlichen Teil des im FEP 2020 festgelegten Gebiets N-7.

Südlich der Fläche verläuft das Verkehrstrennungsgebiet „German Bight Western Approach“. Östlich und westlich der Fläche liegen Vorbehaltsgebiete für Schifffahrt (Raumordnungsplan 2009) bzw. Vorranggebiete für Schifffahrt (Raumordnungsplan 2021). Die Mindestwassertiefe beträgt 35 m (LAT).

Nördlich ist der Windpark „EnBW He Dreiht“ geplant. Am nordöstlichen Rand der Fläche verläuft die aktive Erdgasleitung „Norpipe“.

Die Fläche besteht aus sechs Teilflächen. Von Westen nach Osten wird die Fläche durch die im FEP 2020 festgelegte Trasse der Anbindungsleitung „NOR-6-3“ sowie durch die in Betrieb befindlichen Anbindungsleitungen „BorWin 1“ und „BorWin 2“ in nördliche und südliche Bereiche zerschnitten. Zudem zerschneidet von Südwesten in Richtung Nordosten das aktive Datenkabel „Atlantic Crossing 2“ die Fläche. Im östlichen Teil wird die Fläche durch das in Betrieb befindliche Gleichstrom-Seekabelsystem „NorNed“ von Norden nach Süden zerschnitten.

Die Fläche wird von mindestens zwei außer Betrieb befindlichen Seekabeln gequert.

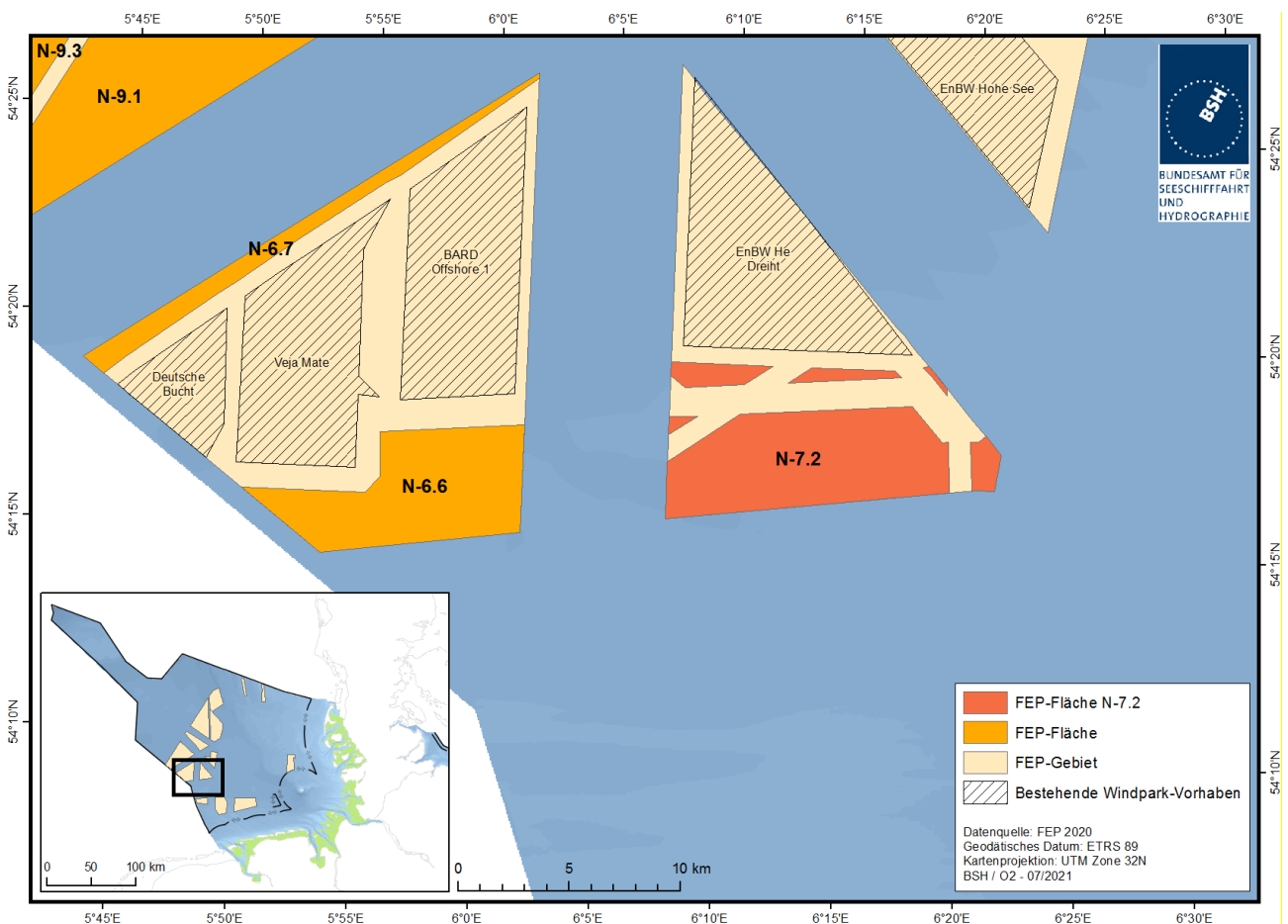


Abbildung 3: Übersicht der Lage der Fläche N-7.2 (ETRS 89, UTM 32N) in der deutschen AWZ der Nordsee. Die Koordinaten werden als zusätzliches Informationsangebot im GeoSea-Portal (Geodateninfrastruktur des BSH) bereitgestellt; dabei handelt es sich um eine nachrichtliche Darstellung, maßgeblich für die Festlegung der Fläche bleibt die Festlegung im FEP.

2 Zuständigkeit und Verfahren

2.1 Zuständigkeit

Gemäß § 12 Abs. 4 WindSeeG prüft die für die Voruntersuchung zuständige Stelle die Eignung nach § 10 Abs. 2 WindSeeG.

Zuständige Stelle für die **Voruntersuchung** ist die BNetzA. Sie kann die Voruntersuchung nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung bei Flächen in der AWZ vom BSH im Auftrag wahrnehmen lassen, § 11 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG.

Nach der Verwaltungsvereinbarung zwischen dem Bundesministerium Wirtschaft und Energie und dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (heute: Bundesministerium für Digitales und Verkehr) sowie der BNetzA und dem BSH über die Aufgabenerledigung des BSH im Bereich der Offshore-Windenergie von 2021 nimmt das BSH in Bezug auf sämtliche in Betracht kommenden Flächen in der AWZ die Aufgaben der für die Voruntersuchung zuständigen Stelle im Sinne des WindSeeG wahr.

Das BSH ist somit für die Voruntersuchung einschließlich der **Prüfung der Eignung** einer Fläche zuständig.

2.2 Verfahren

Die Flächen wurden am 18.12.2020 im FEP 2020 festgelegt.

Die **Einleitung des Verfahrens** zur Voruntersuchung der Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 auf Grundlage des Entwurfs des FEP vom 26.10.2018 wurde gemäß § 12 Abs. 1 WindSeeG am 01.02.2019 in den Nachrichten für Seefahrer (NfS), auf der Internetseite des BSH sowie durch Aushang im BSH in den Dienstsitzen Hamburg und Standort Rostock bekannt gemacht. Zudem veröffentlichte das BSH ein Beteiligungsdokument zum Gegenstand und Umfang der Voruntersuchungen.

Am 20.03.2019 wurde ein **Anhörungstermin** zur Erörterung von Gegenstand und Umfang der Voruntersuchungen entsprechend den Vorgaben des § 12 Abs. 2 WindSeeG durchgeführt: In der Bekanntmachung wurden Ort, Zeit und Gegenstand des Anhörungstermins benannt und auf die Möglichkeit der Stellungnahme zum Beteiligungsdokument bis zum 04.03.2019 hingewiesen. Den Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, den Trägern öffentlicher Belange und den nach § 3 Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes anerkannten Umweltvereinigungen wurde mit Schreiben vom 01.02.2019 das Beteiligungsdokument ebenfalls mit der Möglichkeit zur Stellungnahme übersandt und sie wurden zum Anhörungstermin geladen. Der Anhörungstermin war zugleich Besprechung im Sinn des § 39 Abs. 4 S. 2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG).

Auf Grundlage der Ergebnisse des Anhörungstermins wurde gemäß § 12 Abs. 3 WindSeeG am 30.08.2019 der **Untersuchungsrahmen** für die Voruntersuchung und Strategische Umweltprüfung der Flächen festgelegt und auf der Internetseite des BSH veröffentlicht. Als zusätzlicher Untersuchungsgegenstand wurde die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs festgelegt, da eine Fläche nicht für die Errichtung von Windenergieanlagen geeignet wäre, wenn dadurch dieser Belang gefährdet würde. Zudem stellt das als Ergebnis erstellte Fachgutachten eine für die Planfeststellung notwendige Unterlage dar und die Bereitstellung im Rahmen der Voruntersuchung kann das spätere Planfeststellungsverfahren beschleunigen.

Im Rahmen der Eignungsprüfung hat das BSH als für die Eignungsprüfung zuständige Stelle eine **Strategische Umweltprüfung** durchzuführen.

Gemäß § 35 Abs. 1 S. 1 UVPG ist eine Strategische Umweltprüfung durchzuführen bei Plänen und Programmen, die in der Anlage 5 Nr. 1 aufgeführt sind.

In Anlage 5 zum UVPG Nr. 1.18 sind als SUP-pflichtige Pläne „Feststellungen der Eignung einer Fläche und der installierbaren Leistung auf der Fläche nach § 12 A Abs. 5 Windenergie-auf-See-Gesetz“ genannt.

Gemäß § 33 UVPG ist die Strategische Umweltprüfung „unselbständiger Teil behördlicher Verfahren zur Aufstellung oder Änderung von Plänen und Programmen.“

Gemäß § 12 Abs. 5 WindSeeG werden das Ergebnis der Eignungsprüfung und die zu installierende Leistung durch Rechtsverordnung festgestellt, wenn die Eignungsprüfung ergibt, dass die Fläche zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 geeignet ist.

Die Rechtsverordnung ist damit der formelle Akt zur Feststellung des Plans. Das eigentliche Verfahren zur Aufstellung ist die Eignungsprüfung, in deren Rahmen u. a. geprüft werden muss, ob eine Gefährdung der Meeresumwelt vorliegt. Für diese Prüfung bildet die Strategische Umweltprüfung die Grundlage.

Die Entwürfe der Umweltberichte für die Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2, der Entwurf der Eignungsfeststellung und der Entwurf der Eignungsprüfung wurden mit Schreiben vom 17.03.2021 den Behörden, deren umwelt- und gesundheitsbezogener Aufgabenbereich durch den Plan oder das Programm berührt wird sowie weiteren Behörden mit der Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 03.05.2021 übersandt und zu einem Termin zur Erörterung dieser Dokumente eingeladen, § 41 UVPG.

Zudem lagen die Unterlagen ab dem 15.03.2021 bis zum 15.04.2021, somit für die Dauer eines Monats im BSH in den Dienstsitzen Rostock und Hamburg öffentlich aus. Die Auslegung des Planentwurfs inklusive Eignungsprüfung und der Umweltberichte wurde am 12.03.2021 gemäß den Vorgaben des § 73 WindSeeG in den NfS, auf der Homepage des BSH sowie durch Aushang im BSH in Rostock und Hamburg öffentlich bekannt gemacht. In der Bekanntmachung

wurde auf den als Onlinekonferenz stattfindenden Erörterungstermin, auf die Möglichkeit zur Stellungnahme binnen eines Monats nach Ende der Auslegungsfrist, hier bis zum 17.05.2021 sowie auf den Äußerungsausschluss nach Ablauf der Frist hingewiesen, § 42 UVPG.

Am 12.03.2021 und 16.04.2021 wurde die Veröffentlichung von weiteren entscheidungserheblichen Informationen bekanntgemacht und auf die Möglichkeit zur Stellungnahme bis zum 17.05.2021 hingewiesen.

Am 08.06.2021 fand der Erörterungstermin statt.

Auf den Inhalt der und den Umgang mit den einzelnen Stellungnahmen wird unter Punkt 3 eingegangen.

Vom 20.08.2021 bis zum 16.12.2021 wurde die Ressortbeteiligung nach § 45 in Verbindung mit § 62 Abs. II GGO sowie vom 03.11.2021 bis zum 15.11.2021 die Länder- und Verbändebeteiligung nach Gemäß § 62 Abs. 2 Satz 1 i. V. m. § 47 Abs. 1 GGO durchgeführt. Das Ergebnis dieser Beteiligungsverfahren ist in der Begründung zur 2. WindSeeV dargestellt und in diese Eignungsprüfung eingeflossen. Die Eignungsprüfung ist mit Abschluss der Ressortbeteiligung am 16.12.2021 ebenfalls abgeschlossen.

2.3 Grundlagen der Prüfung

Gemäß § 12 Abs. 4 WindSeeG prüft die für die Voruntersuchung zuständige Stelle die Eignung nach § 10 Abs. 2 WindSeeG.

Um festzustellen, dass die Fläche zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 geeignet ist, wird gemäß § 10 Abs. 2 WindSeeG geprüft, ob der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche (1) die Kriterien für die Unzulässigkeit der Festlegung einer Fläche im FEP nach § 5 Abs. 3 und (2) bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone die nach § 48 Abs. 4 S. 1 WindSeeG für die Planfeststellung maßgeblichen Belange nicht entgegenstehen, soweit diese unabhängig von der

späteren Ausgestaltung des Vorhabens beurteilt werden können.

Die Festlegung einer Fläche ist gemäß § 5 Abs. 3 WindSeeG unzulässig, wenn überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. Gemäß Satz 2 sind Festlegungen insbesondere unzulässig, wenn

- sie mit den Erfordernissen der Raumordnung nach § 17 Abs. 1 des Raumordnungsgesetzes nicht übereinstimmen,
- sie die Meeresumwelt gefährden,
- sie die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigen,
- sie die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung beeinträchtigen oder
- die Fläche in einem nach § 57 des Bundesnaturschutzgesetzes ausgewiesenen Schutzgebiet liegt.

Nach § 48 Abs. 4 S. 1 WindSeeG darf ein Plan für Errichtung und Betrieb eines Offshore-Windparks nur festgestellt werden, wenn

- die Meeresumwelt nicht gefährdet wird, insbesondere
 - eine Verschmutzung der Meeresumwelt im Sinn des Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 (BGBl. 1994 II S. 1799) nicht zu besorgen ist und
 - der Vogelzug nicht gefährdet wird, und
- die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt wird,
- die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt wird,
- er mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten vereinbar ist,
- er mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen vereinbar ist,

- er mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen vereinbar ist,
- andere Anforderungen nach dem WindSeeG und sonstige öffentlich-rechtliche Bestimmungen eingehalten werden und
- die Verpflichtung nach § 66 Abs. 2 wirksam erklärt wurde, wenn sich der Plan auf Windenergieanlagen auf See bezieht.

Ob die Erklärung nach § 66 Abs. 2 WindSeeG wirksam ist, kann erst bei Kenntnis des späteren Trägers des Vorhabens geprüft werden und bleibt daher dem Planfeststellungsverfahren vorbehalten.

Entsprechend der Intention der Regelung, Teilaspekte der Planfeststellung vorzuziehen, bezieht sich die Eignungsprüfung prognostisch auf den **Zeitraum**, der auch von der Entscheidung der Planfeststellungsbehörde abgedeckt würde. So heißt es in der Gesetzesbegründung zu § 10 Abs. 2 WindSeeG: „Durch die Eignungsprüfung werden einige Teilaspekte vorab geprüft und entschieden, die bisher im Planfeststellungsverfahren geprüft wurden. Durch die frühzeitige Prüfung dieser Aspekte wird die Wahrscheinlichkeit signifikant erhöht, dass das nach der Ausschreibung durchzuführende Planfeststellungsverfahren erfolgreich abgeschlossen wird. Damit wird weiter sichergestellt, dass in aller Regel auf den Flächen, die zur Ausschreibung kommen, auch tatsächlich später Windenergieanlagen auf See gebaut werden dürfen. Das verringert das Risiko für die Bieter und führt damit tendenziell zu niedrigeren Geboten in den Ausschreibungen.“

Die Prüfung kann sich damit nicht auf die Frage, beschränken, ob die Fläche zum Zeitpunkt der Ausschreibung für die Errichtung und den Betrieb eines Offshore-Windparks geeignet wäre, da die Eignungsprüfung nach der Begründung für die Ausschreibung ermitteln soll, ob auf der

Fläche in der Folge voraussichtlich ein Planfeststellungsverfahren positiv abgeschlossen und die Fläche bebaut werden kann.

Welcher Zeitraum von einem Planfeststellungsbeschluss für Windenergieanlagen umfasst sein muss, ergibt sich aus dem allgemeinen Wesen der Planfeststellung gemäß § 74 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) und aus den generellen Rechtswirkungen der Planfeststellung gemäß § 75 VwVfG. Gemäß § 74 Abs. 1 VwVfG stellt die Behörde den Plan fest und entscheidet in diesem Rahmen über etwaig erforderliche Schutzmaßnahmen, § 74 Abs. 2 VwVfG behält sich deren Anordnung vor, wenn eine abschließende Entscheidung nicht möglich ist. Gemäß § 75 Abs. 1 VwVfG wird „durch die Planfeststellung [...] die Zulässigkeit des Vorhabens einschließlich der notwendigen Folgemaßnahmen an anderen Anlagen im Hinblick auf alle von ihm berührten öffentlichen Belange festgestellt“. Für hoheitliche Planungen gilt also der Grundsatz der Problembewältigung. Das Gebot, die von einem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange umfassend abzuwägen, schließt dabei ein, dass die von dem Planvorhaben in seiner räumlichen Umgebung aufgeworfenen Probleme von Bedeutung bewältigt werden müssen¹.

Grundlage der Abwägung ist demnach eine Prognose über die voraussichtlichen Auswirkungen der planfestgestellten Anlage.² Aus § 75 Abs. 2 S. 2 VwVfG, der die Anordnung von nachträglichen Schutzmaßnahmen während der Laufzeit des Vorhabens nur unter zusätzlichen Bedingungen zulässt, ergibt sich, dass sich diese Prognose grundsätzlich auf den gesamten planfestgestellten Zeitraum beziehen muss. Gemäß § 45 Abs. 1 i.V.m. § 44 Abs. 1 WindSeeG bedürfen die Errichtung und der Betrieb von

Windenergieanlagen auf See inklusive erforderlicher Nebeneinrichtungen der Planfeststellung. Gemäß § 48 Abs. 7 WindSeeG wird der Planfeststellungsbeschluss für Windenergieanlagen auf See befristet auf 25 Jahre erteilt, wobei sich diese Befristung gemäß der Gesetzesbegründung auf den Betrieb der Anlage beziehen soll. In BT-Drs. 18/10668 vom 14.12.2016 heißt es dazu: „Mit der Regelung wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Windenergieanlagen auf See heutzutage regelmäßig für eine Betriebsdauer von 25 Jahren ausgelegt werden.“

Damit bezieht sich die Prognose der Planfeststellungsbehörde im Rahmen eines Planfeststellungsbeschlusses für Windenergieanlagen grundsätzlich auf den Zeitraum von der Errichtung der Anlage bis zum Ablauf der 25-jährigen Betriebsdauer.

Gleichzeitig stellt ein positiver Abschluss der Eignungsprüfung keine Garantie für die spätere Zulässigkeit der Errichtung und des Betriebs von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche dar, sondern hat die Planfeststellungsbehörde gemäß § 48 Abs. 5 S. 2 WindSeeG immer zu prüfen, ob Aktualisierungs-, Änderungs- oder Konkretisierungsbedarf besteht.

Die Prüfung bezieht sich **inhaltlich** auf die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See und die zur Errichtung und zum Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen.

Die Regelung des § 10 Abs. 2 WindSeeG greift hierbei die Unterscheidung im Rahmen der §§ 44 ff. WindSeeG auf, in denen für die Planfeststellung von Windenergieanlagen auf See und deren Nebeneinrichtungen zusätzliche Bestimmungen gelten, die für die ebenfalls den Vorschriften der Planfeststellung unterliegenden

¹ Urteile vom 23. Januar 1981 - BVerwG 4 C 68.78 - BVerwGE 61, 307 und vom 1. Juli 1999 - BVerwG 4 A 27.98 - BVerwGE 109, 192.

² Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG § 75, Rn. 70.

Anlagen zur Übertragung von Strom aus Windenergieanlagen auf See nicht gelten. Da gemäß § 13 WindSeeG diese Anlagen ebenfalls nicht Gegenstand der Voruntersuchung sind, wurde die Eignungsprüfung hierdurch auf die Windenergieanlagen auf See inklusive der erforderlichen Nebeneinrichtungen, damit auf die Errichtung und den Betrieb eines Offshore-Windparks beschränkt.

Soweit nach der Prüfung Beeinträchtigungen der im Rahmen der Aufstellung des FEP und im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens zu berücksichtigenden Kriterien und Belange zu besorgen wären, ist weiter zu prüfen, ob die danach mögliche Beeinträchtigung durch **Vorgaben** gemäß § 12 Abs. 5 S. 2 WindSeeG verhütet oder ausgeglichen werden könnte:

„Die Eignungsfeststellung kann Vorgaben für das spätere Vorhaben beinhalten, insbesondere zu Art und Umfang der Bebauung der Fläche und ihrer Lage auf der Fläche, wenn andernfalls durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche Beeinträchtigungen der Kriterien und Belange nach § 10 Abs. 2 WindSeeG zu besorgen sind.“

Die Nennung von „Art und Umfang der Bebauung der Fläche und ihrer Lage auf der Fläche“ soll verdeutlichen, dass als Vorgaben solche Regelungen erlassen werden können, die ohne Wissen der konkreten Projektparameter bereits erlassen werden können. Eine inhaltliche Einschränkung der Anordnungscompetenz ist damit nicht verbunden. Vielmehr ergibt sich aus § 48 Abs. 4 S. 2 WindSeeG, dass alle bereits möglichen Regelungen zur Vermeidung von Beeinträchtigungen der Belange der Planfeststellung bereits im Rahmen der Eignungsprüfung erfolgen sollen. Danach müssen die für die Feststellung des Plans relevanten Belange im Rahmen des folgenden Planfeststellungsverfahrens nur geprüft werden, soweit gegenüber der Voruntersuchung der Fläche zusätzliche oder andere erhebliche Gesichtspunkte erkennbar oder Aktualisierungen und Vertiefungen bei der Voruntersuchung erfolgten Prüfung erforderlich sind, insbesondere aufgrund der Ausgestaltung des Vorhabens auf der Fläche.

3 Eignungsprüfung

Gemäß § 10 Abs. 2 WindSeeG dürfen der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der jeweiligen Fläche die Kriterien für die Unzulässigkeit der Festlegung einer Fläche im FEP nach § 5 Abs. 3 und bei Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone die nach § 48 Abs. 4 S. 1 WindSeeG für die Planfeststellung maßgeblichen Belange nicht entgegenstehen.

3.1 Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 Nr. 1 i. V. m. § 5 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See mit den Erfordernissen der Raumordnung übereinstimmen.

Die Erfordernisse der Raumordnung stellen nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 Raumordnungsgesetz (ROG) den Oberbegriff für die Ziele, Grundsätze und sonstigen Erfordernisse der Raumordnung dar. Nach § 4 Abs. 1 Nr. 1 ROG sind bei raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen die Ziele der Raumordnung zu beachten sowie Grundsätze und sonstige Erfordernisse der Raumordnung in Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen. Für die deutsche AWZ stellt das Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat nach § 17 Abs. 1 S. 1 ROG einen Raumordnungsplan als Rechtsverordnung auf.

Seit 2009 bestehen Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee.³ Die Raumordnungspläne werden fortgeschrieben.

Die Entwürfe des Raumordnungsplans und die Umweltberichte für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee wurden national und international konsultiert. Der fortgeschriebene Plan ist am 1. September 2021 als Verordnung in Kraft treten und ist auf der Internetseite des BSH abrufbar.⁴

Der Raumordnungsplan legt Leitlinien, Ziele sowie Grundsätze, insbesondere in Gestalt von Gebieten für Nutzungen und Funktionen fest. Er trifft zeichnerische und/oder textliche Festlegungen zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs, zu weiteren wirtschaftlichen Nutzungen (Windenergie auf See, Leitungen, Rohstoffgewinnung, Fischerei und marine Aquakultur), zu wissenschaftlicher Meeresforschung, zum Schutz und zur Verbesserung der Meeresumwelt sowie zur Landes- und Bündnisverteidigung und sonstigen zu berücksichtigende Belangen (Luftverkehr und Freizeit).

Die Festlegung der Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 durch den FEP 2020 wurde bereits daraufhin geprüft, ob sie die Ziele der Raumordnung beachtet und die Grundsätze berücksichtigt.

3.1.1 Fläche N-3.5

Die Fläche N-3.5 liegt in Gebiet N-3 des FEP und in Gebiet EN3 des Raumordnungsplans 2021, das außerhalb der es umgebenden Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt (Raumordnungsplan 2009) bzw. Vorranggebiete Schifffahrt (Raumordnungsplans (2021) festgelegt ist. Das Gebiet liegt westlich des Vorranggebietes für Rohrleitungen bzw. des Vorbehaltsgebietes Leitungen des Raumordnungsplans 2021). Im östlichen und südwestlichen Teil des Gebiets

³ Anlageband zum BGBl. I Nr. 61 vom 25. September 2009, Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee; Anlageband zum BGBl. I Nr. 78 vom 18. Dezember 2009,

Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Ostsee.

⁴ https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan_2021/raumordnungsplan-2021_node.html.

befinden sich teilweise Windparks, die bereits in Betrieb sind bzw. 2025 voraussichtlich in Betrieb sein werden.

Die Fläche liegt innerhalb des östlichen Teilbereichs des durch den Raumordnungsplan 2009 festgelegten Vorranggebietes für Windenergie „Nördlich Borkum“ bzw. im Vorranggebiet für Windenergie EN3 des Raumordnungsplans 2021), wodurch der Gewinnung von Windenergie in diesem Bereich Vorrang vor anderen raumbedeutsamen Nutzungen eingeräumt wird.

Die Fläche N-3.5 wird nordöstlich von der Rohrleitung „Europipe 1“ begrenzt, die durch ein entsprechendes Vorranggebiet Rohrleitungen gesichert ist bzw. durch das Vorbehaltsgebiet Leitungen im Raumordnungsplan 2021). Bei dieser überlagernden Festlegung im Raumordnungsplan 2009 sind die Belange des Vorranggebietes für Rohrleitungen dem Vorranggebiet für Windenergie gegenüber vorrangig zu berücksichtigen (Ziel Ziffer 3.3.1 (3) des Raumordnungsplans 2009).

Soweit die auf der Fläche zu errichtenden Anlagen die nach Raumordnungsplan für die deutsche AWZ der Nordsee erforderlichen Abstände zu den Vorrang- und Vorbehaltsgebieten Rohrleitungen einhalten, stimmen sie insoweit mit den räumlichen Erfordernissen der Raumordnung überein.

Die weiteren Vorgaben des Raumordnungsplans 2009 bzw. 2021) z. B. zu der Berücksichtigung von Fundstellen für Kulturgüter, zur Vermeidung nachteiliger Auswirkungen auf die Meeresumwelt bei der konkreten Ausgestaltung von Errichtung und Betrieb von Anlagen oder zu deren Rückbau sind zu beachten.

3.1.2 Fläche N-3.6

Die Fläche N-3.6 liegt in Gebiet N-3 des FEP und in Gebiet EN3 des Raumordnungsplans 2021, das außerhalb der es umgebenden Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt bzw.

Vorranggebiete Schifffahrt des Raumordnungsplans 2021 festgelegt ist. Das Gebiet liegt westlich des Vorranggebietes für Rohrleitungen bzw. des Vorbehaltsgebietes des Raumordnungsplans 2021. Im östlichen und südwestlichen Teil des Gebiets befinden sich teilweise Windparks, die bereits in Betrieb sind bzw. 2025 voraussichtlich in Betrieb sein werden.

Die Fläche liegt innerhalb des östlichen Teilbereichs des durch den Raumordnungsplan festgelegten Vorranggebietes für Windenergie „Nördlich Borkum“ bzw. im Vorranggebiet für Windenergie EN3 des Raumordnungsplans 2021, wodurch der Gewinnung von Windenergie in diesem Bereich Vorrang vor anderen raumbedeutsamen Nutzungen eingeräumt wird.

Nordöstlich neben der Fläche N-3.6 liegt die Rohrleitung „Europipe 1“, die durch das entsprechende Vorranggebiet Rohrleitungen gesichert ist bzw. durch das Vorbehaltsgebiet Leitungen im Raumordnungsplan 2021. Bei dieser überlagernden Festlegung im Raumordnungsplan 2009 sind die Belange des Vorranggebietes für Rohrleitungen dem Vorranggebiet für Windenergie gegenüber vorrangig zu berücksichtigen (Ziel Ziffer 3.3.1 (3) des Raumordnungsplans).

Soweit die auf der Fläche zu errichtenden Anlagen die nach Raumordnungsplan für die deutsche AWZ der Nordsee erforderlichen Abstände zu den Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für die Schifffahrt bzw. Rohrleitungen einhalten, stimmen sie insoweit mit den räumlichen Erfordernissen der Raumordnung überein.

Die weiteren Vorgaben des Raumordnungsplans 2009 bzw. 2021 z. B. zu der Berücksichtigung von Fundstellen für Kulturgüter, zur Vermeidung nachteiliger Auswirkungen auf die Meeresumwelt bei der konkreten Ausgestaltung von Errichtung und Betrieb von Anlagen oder zu deren Rückbau sind zu beachten.

3.1.3 Fläche N-7.2

Die Fläche N-7.2 liegt im südlichen Bereich von Gebiet N-7 des FEP. Das Gebiet wird westlich durch ein Vorbehaltsgebiet Schifffahrt (Raumordnungsplan 2009) bzw. durch ein Vorranggebiet Schifffahrt (Raumordnungsplan 2021) begrenzt. Nordöstlich wird das Gebiet von der Rohrleitung „Norpipe“ begrenzt, die durch ein entsprechendes Vorbehaltsgebiet Rohrleitungen bzw. ein Vorbehaltsgebiet Leitungen (Raumordnungsplan 2021) gesichert ist. Das Gebiet liegt im Vorranggebiet Windenergie EN7 des Raumordnungsplans 2021, durch das der Gewinnung von Windenergie in diesem Bereich Vorrang vor anderen raumbedeutsamen Nutzungen eingeräumt wird. Nördlich der Fläche soll voraussichtlich der Windpark „EnBW He Dreih“ errichtet werden, für den aktuell ein Planfeststellungsverfahren läuft.

Soweit die auf der Fläche zu errichtenden Anlagen die nach dem Raumordnungsplan für die deutsche AWZ der Nordsee erforderlichen Abstände zu den Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für die Schifffahrt bzw. Rohrleitungen einhalten, stimmen sie insoweit mit den räumlichen Erfordernissen der Raumordnung überein.

Die weiteren Vorgaben des Raumordnungsplans 2009 bzw. 2021 z. B. zu der Berücksichtigung von Fundstellen für Kulturgüter, zur Vermeidung nachteiliger Auswirkungen auf die Meeresumwelt bei der konkreten Ausgestaltung von Errichtung und Betrieb von Anlagen oder zu deren Rückbau sind zu beachten.

3.2 Keine Gefährdung der Meeresumwelt

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 i. V. m. § 5 Abs. 3 Nr. 2 und § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der

Betrieb von Windenergieanlagen auf See die Meeresumwelt nicht gefährden, insbesondere eine Verschmutzung der Meeresumwelt im Sinn des Art. 1 Abs. 1 Abs. 4 SRÜ nicht zu besorgen ist und der Vogelzug nicht gefährdet wird.

Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. Anlage 5 Nr. 1.18 UVPG ist im Rahmen des Verfahrens zur Feststellung der Eignung einer Fläche eine Strategische Umweltprüfung durchzuführen.

Im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen bei Durchführung des Plans für diese Fläche ermittelt, beschrieben und bewertet. Die Frage der Erheblichkeit ist dabei eng mit der Frage nach der späteren Einflussnahme auf die Entscheidung über die Annahme des Plans oder Programms nach § 44 UVPG verknüpft.⁵ Für die Eignungsprüfung und den insoweit geltenden § 10 Abs. 2 i. V. m. §§ 5 Abs. 3, 48 Abs. 4 Nr. 1 WindSeeG ist eine Gefährdung der Meeresumwelt durch die Festlegungen des Plans auszuschließen bzw. wäre eine Erheblichkeit bei Gefährdung der Meeresumwelt gegeben.

In der Strategischen Umweltprüfung werden alle Schutzgüter gemäß § 2 Abs. 1 UVPG betrachtet:

- Menschen, insbesondere die menschliche Gesundheit,
- Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt,
- Fläche, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
- kulturelles Erbe und sonstige Sachgüter sowie
- die Wechselwirkungen zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

⁵ Kment in Hoppe/Beckmann/Kment, UVPG – Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz, § 40, Rn. 54.

Zusätzlich wird die Einhaltung der Regelungen des besonderen Artenschutzes (§ 44 Bundesnaturschutzgesetz, BNatSchG), des europäischen Gebietsschutzes (§ 34 BNatSchG) und des gesetzlichen Biotopschutzes (§ 30 BNatSchG) geprüft.

Die Strategische Umweltprüfung hat für jede der drei Flächen ergeben, dass bei Einhaltung der in der Eignungsfeststellung aufgeführten Vorgaben keine Gefährdung der Meeresumwelt vorliegt.

Dies ergibt sich aus den Umweltberichten für die Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2. Auf diese Dokumente wird ergänzend zu den folgenden Ausführungen verwiesen.

3.2.1 Keine Besorgnis der Verschmutzung der Meeresumwelt

Eine Gefährdung der Meeresumwelt wäre gemäß § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG insbesondere gegeben, wenn eine „Verschmutzung der Meeresumwelt“ i. S. d. Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 SRÜ zu besorgen wäre. Gemäß Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 SRÜ bedeutet Verschmutzung der Meeresumwelt die „unmittelbare oder mittelbare Zuführung von Stoffen oder Energie durch den Menschen in die Meeresumwelt [...], aus der sich abträgliche Wirkungen wie eine Schädigung der lebenden Ressourcen sowie der Tier- und Pflanzenwelt des Meeres, eine Gefährdung der menschlichen Gesundheit, eine Behinderung der maritimen Tätigkeiten einschließlich der Fischerei und der sonstigen rechtmäßigen Nutzung des Meeres, eine Beeinträchtigung des Gebrauchswerts des Meerwassers und eine Verringerung der Annehmlichkeiten der Umwelt ergeben oder ergeben können.“

Der Begriff der Energie ist nach dem Zweck der Regelung weit auszulegen und umfasst alle

nicht-stofflichen Einwirkungen, etwa durch Wärme, Licht, elektrische und elektromagnetische Einwirkungen, Schall und Erschütterungen, die bei der Errichtung und dem Betrieb der Anlagen an das Wasser abgegeben werden.⁶

Der Begriff der Stoffe umfasst alle Gegenstände.⁷ Die Anlagen selbst und die sonstigen zum Aufbau notwendigen Bestandteile stellen für den Zeitraum ihrer bestimmungsgemäßen Nutzung keine Stoffe im Sinne von Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 SRÜ dar.⁸

Der Maßstab, ab wann sich gemäß SRÜ abträgliche Wirkungen aus dem Zuführen von Stoffen ergeben oder ergeben können, ergibt sich mittelbar aus den gemäß Art. 194 SRÜ durch die Staaten zu ergreifenden Maßnahmen. Hier heißt es:

„(1) Die Staaten ergreifen, je nach den Umständen einzeln oder gemeinsam, alle mit diesem Übereinkommen übereinstimmenden Maßnahmen, die notwendig sind, um die Verschmutzung der Meeresumwelt ungeachtet ihrer Ursache zu verhüten, zu verringern und zu überwachen; sie setzen zu diesem Zweck die geeignetsten ihnen zur Verfügung stehenden Mittel entsprechend ihren Möglichkeiten ein und bemühen sich, ihre diesbezügliche Politik aufeinander abzustimmen.“

Gemäß Art. 194 Abs. 3 SRÜ haben diese Maßnahmen

„alle Ursachen der Verschmutzung der Meeresumwelt zu erfassen. Zu diesen Maßnahmen gehören unter anderem solche, die darauf gerichtet sind, soweit wie möglich auf ein Mindestmaß zu beschränken

⁶ Spieth in Spieth/Lutz-Bachmann, Offshore-Windenergie-recht, § 48 WindSeeG, Rn. 66.

⁷ Brandt/Gaßner für die Vorgängerregelung in SeeAnIV, § 3, Rn. 49.

⁸ Spieth in Spieth/Lutz-Bachmann, Offshore-Windenergie-recht, § 48 WindSeeG, Rn. 65.

a) das Freisetzen von giftigen oder schädlichen Stoffen oder von Schadstoffen, insbesondere von solchen, die beständig sind, vom Land aus, aus der Luft oder durch die Luft oder durch Einbringen;

[...]

d) die Verschmutzung durch andere Anlagen und Geräte, die in der Meeresumwelt betrieben werden, insbesondere Maßnahmen, um Unfälle zu verhüten und Notfällen zu begegnen, die Sicherheit beim Einsatz auf See zu gewährleisten und den Entwurf, den Bau, die Ausrüstung, den Betrieb und die Besetzung solcher Anlagen oder Geräte zu regeln.“

Aus dieser Regelung ergibt sich einerseits, dass dem Vorsorgeprinzip ein hoher Rang eingeräumt wird. So soll ein Schaden an den Schutzgütern in erster Linie verhindert werden. Dies soll vorrangig durch Verhütung der Einbringung/Freisetzung von schädlichen Stoffen und Energie erfolgen. Soweit dies nicht möglich ist, soll das Zuführen auf ein Mindestmaß beschränkt werden. Zudem fordert Art. 194 Abs. 1 SRÜ die Zusammenarbeit der Staaten untereinander. Dementsprechend sind bei der Auslegung auch die im Rahmen der Meeresschutz-Übereinkommen vereinbarten Strategien/Ziele zu beachten.

Gemäß der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL) sind die EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, spätestens bis zum Jahr 2020 einen guten Zustand der Meeresumwelt zu erreichen oder zu erhalten (Art. 1 Abs. 1 MSRL), um so die biologische Vielfalt zu bewahren und vielfältige und dynamische Ozeane und Meere zu schaffen und erhalten, die sauber, gesund und produktiv sind.

Darunter sind folgende Umweltziele unter Anwendung eines Ökosystemansatzes für die Steuerung menschlichen Handelns und nach dem Vorsorge- und Verursacherprinzip entwickelt worden:

- Meere ohne Beeinträchtigung durch anthropogene Eutrophierung

- Meere ohne Verschmutzung durch Schadstoffe
- Meere ohne Beeinträchtigung der marinen Arten und Lebensräume durch die Auswirkungen menschlicher Aktivitäten
- Meere mit nachhaltig und schonend genutzten Ressourcen
- Meere ohne Belastung durch Abfall
- Meere ohne Beeinträchtigung durch anthropogene Energieeinträge
- Meere mit natürlicher hydromorphologischer Charakteristik (vgl. BMU 2012).

Die OSPAR-Strategie für gefährliche Stoffe sieht es als wesentliches Ziel an, Konzentrationen gefährlicher Stoffe in der Meeresumwelt zu erreichen, die für natürlich vorkommende Stoffe nahe den Hintergrundwerten und für vom Menschen geschaffene Stoffe nahe Null liegen. Sie strebt geeignete Schritte an, die Beendigung von Einleitungen, Emissionen und Verlusten gefährlicher Stoffe bis 2020 zu erreichen.

Um der Besorgnis der Meeresverschmutzung entgegenzutreten, soll also auch nach der MSRL und der OSPAR-Strategie für gefährliche Stoffe das Zuführen von schädigenden Stoffen/Energie so weit wie möglich vermieden werden. Soweit eine Vermeidung nicht möglich und eine Zuführung nicht von vornherein unzulässig ist, soll diese auf ein Mindestmaß begrenzt werden.

Eine dem Versursacher zumutbare Begrenzung liegt vor, wie sie nach dem Stand der Technik tatsächlich möglich ist.

Gleiches gilt für das MARPOL-Übereinkommen. Das unter der Federführung der Internationalen Maritimen Organisation (International Maritime Organization) entwickelte Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe von 1973 (Internationales Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe von 1973 vom 23. Dezember 1981, BGBl 1982 II S. 2., MARPOL-Übereinkommen)

stellt die rechtliche Grundlage für den Umweltschutz in der Seeschifffahrt dar. Es wendet sich vor allem an Schiffseigentümer zur Unterlassung von betriebsbedingten Einleitungen in das Meer, gilt aber nach Art. 2 Abs. 4 MARPOL auch für Offshore-Plattformen. Relevant für die Eignungsprüfung sind vor allem die Ziele der Regelungen der Anlagen IV und V zur Vermeidung und Verminderung der Einleitung von Abwässern und Schiffsmüll. In den Vorgaben zur Vermeidung und Verminderung von stofflichen Emissionen werden diese Ziele im Hinblick auf die Zulässigkeit von Abwasserbehandlungsanlagen und Schiffsmüll umgesetzt.

Das aus dem SRÜ sowie aus den weiteren multilateralen Abkommen zum Meeresschutz folgende Vermeidungs- und Verminderungsgebot bildet die Grundlage der Strategischen Umweltprüfungen zu den Flächen.

Als Ergebnis der Strategischen Umweltprüfung kann ein Besorgnis der Verschmutzung der Meeresumwelt durch die in der Eignungsfeststellung aufgeführten Vorgaben zur Vermeidung und Verminderung von Emissionen (§§ 4 bis 16) im o. g. Sinne begegnet werden und liegt im Falle der Einhaltung dieser Vorgaben nach dem derzeitigen Kenntnisstand keine Besorgnis der Gefährdung der Meeresumwelt durch Meeresverschmutzung vor.

Für die nähere Prüfung der Besorgnis der Verschmutzung der Meeresumwelt und erforderlichen Vorgaben wird auf die Prüfung im Umweltbericht verwiesen.

3.2.2 Keine Gefährdung des Vogelzugs

Damit Bau und Betrieb des Offshore-Windparks nicht zu einer Gefährdung der Meeresumwelt führen, darf es gemäß § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 1

lit. b WindSeeG insbesondere zu keiner Gefährdung des Vogelzugs kommen. Diese in 2002 in die Seeanlagenverordnung eingeführte und von dort in das WindSeeG übernommene Regelung bezweckt einen verbesserten Schutz der Vogelarten, die die AWZ als Futter-, Rastplätze oder Durchzugsgebiete nutzen.⁹ Dabei ist von einer Gefährdung auszugehen, wenn die Zugvögel durch den Offshore-Windpark an ihren Wanderungen zwischen Winter- und Sommerquartier gehindert oder behindert werden, etwa weil dem Windpark allein oder in Kumulation mit anderen Vorhaben eine Barriere- oder Riegelwirkung zukommt, sodass die Tiere bei der Passage erhöhten Gefährdungen, etwa durch Kollisionen mit den Anlagen ausgesetzt sind.¹⁰ Eine Gefährdung des Vogelzugs liegt dabei vor, wenn hinreichende Erkenntnisse die Prognose des wahrscheinlichen Eintritts der Gefährdung rechtfertigen.¹¹

Die Strategische Umweltprüfung für die Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 kommt zu dem Schluss, dass eine Gefährdung des Vogelzugs nach derzeitigem Kenntnisstand auszuschließen ist.

3.2.3 Keine sonstige Gefährdung

Es liegt auch keine sonstige Gefährdung der Meeresumwelt vor. Im Rahmen des Grundtatbestandes der Gefährdung der Meeresumwelt sind alle Auswirkungen der Anlage sowie die mit der Existenz der Anlage selbst verbundenen Wirkungen für die Schutzgüter der Meeresumwelt zu prüfen, soweit sie nicht bereits vom Verschmutzungstatbestand erfasst werden oder den Vogelzug betreffen.¹² Hierunter sind u.a. weitergehende Regelungen des nationalen und internationalen Umweltrechts zu fassen, insbesondere die Vorgaben des BNatSchG zum Arten-, Gebiets- und Biotopschutz (§§ 34, 44 und 30 f. BNatSchG). Weiterhin fallen hierunter

⁹ Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 49.

¹⁰ Spieth in Spieth/Lutz-Bachmann, Offshore-Windenergie-recht, § 48 WindSeeG, Rn. 71.

¹¹ Dahlke in NuR 2002, 472 (474).

¹² Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 54.

etwaige Auswirkungen auf das Landschaftsbild oder das Schutzgut des kulturellen Erbes.

3.2.3.1 Schutzgut des kulturellen Erbes

Im Meeresboden können sich Kulturgüter von archäologischem Wert befinden, wie z. B. Bodendenkmale, Siedlungsreste oder historische Schiffswracks. Nach Artikel 149 SRÜ sind gefundene Gegenstände archäologischer oder historischer Art zum Nutzen der gesamten Menschheit zu bewahren oder zu verwenden. Der Erhalt des kulturellen Erbes, insbesondere des archäologischen Erbes unter Wasser, liegt im Sinne des § 48 Absatz 4 Satz 1 Nummer 8 WindSeeG im öffentlichen Interesse.

Kulturdenkmäler müssen deshalb bei der Planung und Durchführung von Arbeiten berücksichtigt werden. Vor Beginn der Planung und Realisierung der Anlagen müssen vorhandene Kultur- und Sachgüter auf der Fläche ermittelt, dokumentiert, gemeldet und alle daraus gegebenenfalls resultierenden Schutzmaßnahmen ergriffen werden (§ 38 Abs. 1 Eignungsgestellung).

Auf Anforderung der Planfeststellungsbehörde muss als Grundlage für die Zulassungsentscheidung mit den Planunterlagen eine Auswertung der in der Voruntersuchung gewonnenen Daten über Verdachtsfälle von Kulturgütern in der jeweiligen Fläche eingereicht werden (§ 38 Absatz 3 Eignungsfeststellung). Im Rahmen der Eignungsprüfung und -feststellung werden insbesondere die zugrundeliegenden Flächenvoruntersuchungen der Bathymetrie sowie des Seitensichtsonars und des Magnetometers abgeglichen und gegebenenfalls mittels ROV verifiziert. Diese Ergebnisse werden im Rahmen der Voruntersuchung hinsichtlich des Schutzgutes Boden ausgewertet. In diesem Auswertungsprozess identifizierte Kulturgüter, wie z. B. Schiffswracks, fließen in die Eignungsprüfung ein. Im Rahmen der Voruntersuchung erfolgt keine ge-

sonderte Untersuchung der Fläche auf Kulturgüter (vgl. Begründung zu § 38 Absatz 3 der Eignungsfeststellung).

Im Planfeststellungsverfahren ordnet im Falle des Auffindens etwaiger Kultur- und Sachgüter die Behörde regelmäßig an, dass seitens des Vorhabenträgers durch geeignete Maßnahmen und unter Einbindung von Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden sicherzustellen ist, dass wissenschaftliche Untersuchungen und Dokumentationen der Güter vor dem Beginn von Baumaßnahmen durchgeführt und Gegenstände archäologischer oder historischer Art entweder an Ort und Stelle, was vorrangig anzustreben ist, oder durch Bergung erhalten und bewahrt werden können (vgl. Begründung zu § 38 Absatz 1 der Eignungsfeststellung). Das Vorgehen ist im Einzelnen mit der Planfeststellungsbehörde (unter Einbindung von Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden) abzustimmen.

Eine im Rahmen der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung eingegangene Stellungnahme erklärt, im Planfeststellungsverfahren sei der Träger des Vorhabens zur Ermittlung von Kultur- und Sachgütern unter Einbeziehung externen archäologischen Gutachtens bzw. eines Unterwasser-Archäologen zu verpflichten. Die Stellungnahme fordert Untersuchungen zur Feststellung von Bodenmerkmalen auf der Grundlage allgemein anerkannter Prüfmethode(n) (archäologische Auswertung von Sidescan-Sonardaten, bathymetrischen Daten und Magnetometerdaten, falls erforderlich Untersuchung von Anomalien mit ROV bzw. durch archäologische Taucher), eine kartographische Darstellung der Bodenmerkmale für alle vom Bau und baubedingten Auswirkungen betroffenen Bereiche sowie eine Beschreibung von Vermeidungsmaßnahmen und bei unvermeidbaren Eingriffen Maßnahmen zur Bergung und Dokumentation. Alle Untersuchungen müssten von qualifiziertem Fachpersonal und ausreichend vor Beginn der Bauaktivitäten durchgeführt werden.

Mit den Vorgaben des § 38 Absatz 1 und Absatz 3 der Eignungsfeststellung und deren Begründung sind die aufgeworfenen Aspekte weitgehend abgedeckt. Die Details der Anforderungen sind anhand der konkreten Projektparameter und des Einzelfalls im Planfeststellungsverfahren zu prüfen und unterliegen dem Ermessen der Planfeststellungsbehörde.

3.2.3.1.1 Fläche N-3.5 und N-3.6

In den Flächen N-3.5 und N-3.6 ist das Vorliegen von Kulturgütern nicht bekannt. Gleichwohl kann das Vorkommen von Kultur- oder Sachgütern zu diesem Zeitpunkt nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Auf Grundlage der bisherigen Erkenntnisse aus den Voruntersuchungen und bei Einhaltung der Vorgaben der Eignungsfeststellung,

- vor Beginn der Planung und Realisierung der Anlagen vorhandene Kulturgüter auf der Fläche zu ermitteln, zu melden und alle daraus gegebenenfalls resultierenden Schutzmaßnahmen zu ergreifen (§ 38 Absatz 1) und
- auf Anforderung eine Auswertung der in der Voruntersuchung gewonnenen Daten über Verdachtsfälle von Kulturgütern in der jeweiligen Fläche einzureichen (§ 38 Absatz 3)

sind auf den Flächen N-3.5 und N-3.6 keine erheblichen Auswirkungen zu erwarten. Sofern diese Vorgaben eingehalten werden, ist für die Flächen eine Gefährdung der Meeresumwelt hinsichtlich des Schutzguts des kulturellen Erbes nicht gegeben.

3.2.3.1.2 Fläche N-7.2

In Bezug auf die Fläche N-7.2 sind zwei Schiffswracks bekannt.

Unmittelbar südlich der Fläche N-7.2 liegt das Schiffswrack mit dem Mittelpunkt $54^{\circ}16.2354'N$; $006^{\circ}18.5607'E$; WGS84. Das Wrack liegt nicht in der Fläche. Aufgrund der geringen Entfernung zur Fläche ist aber nicht auszuschließen, dass der Standort im Zuge des Baus und Betriebs des

Windparks beeinträchtigt werden kann. Das Schiffswrack ist nach Mitteilung des Landesamtes für Kultur und Denkmalpflege Mecklenburg-Vorpommern, des Niedersächsischen Landesamtes für Denkmalpflege und des Archäologischen Landesamtes Schleswig-Holstein vom 18. August 2021 in den Zeitraum von der Mitte des 19. Jahrhunderts bis 1945 datieren. Laut der zuvor benannten Ladesämter handelt es sich dabei um ein archäologisches Bodendenkmal. Der Standort des Wracks ist daher mittels einer Ausschlusszone zu schützen.

Im größten Teil der Fläche N-7.2 liegt das Schiffswrack mit dem Mittelpunkt $54^{\circ}16.9768'N$; $006^{\circ}15.8848'E$; WGS84. Das Schiffswrack lässt sich nach Mitteilung des Landesamtes für Kultur und Denkmalpflege Mecklenburg-Vorpommern, des Niedersächsischen Landesamtes für Denkmalpflege und des Archäologischen Landesamtes Schleswig-Holstein vom 11. Februar 2021 wahrscheinlich in den Zeitraum von der Mitte des 19. Jahrhunderts bis 1945 einordnen. Allerdings konnten keine charakteristischen Merkmale ausgemacht werden, die eine klare Einordnung des Wracks erlauben. Bis zur näheren Einordnung des Wracks ist dessen Standort mittels einer vorsorglichen Ausschlusszone zu schützen.

Da das Schiffswrack nicht abschließend eingeordnet werden konnte, kann der Bedarf weiterer Untersuchungen bestehen. Aus den Ergebnissen dieser Untersuchungen kann abgeleitet werden, ob und welche Schutzmaßnahmen erforderlich sind. Die Einbindung der Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden ist für die Bewertung der Frage, ob es sich jeweils um Kulturerbe handelt und wie dieses zu schützen ist, wesentlich. Im Planfeststellungsverfahren kann die Planfeststellungsbehörde gegenüber dem Träger des Vorhabens entsprechende Anordnungen treffen.

Weitere Kulturgüter sind in der Fläche N-7.2 nicht bekannt. Gleichwohl kann das Vorkommen von Kultur- oder Sachgütern zu diesem Zeitpunkt nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Auf Grundlage der bisherigen Erkenntnisse aus

den Voruntersuchungen und bei Einhaltung der Vorgaben der Eignungsfeststellung

- vor Beginn der Planung und Realisierung der Anlagen vorhandene Kulturgüter auf der Fläche zu ermitteln, zu melden und alle daraus gegebenenfalls resultierenden Schutzmaßnahmen zu ergreifen (§ 38 Absatz 1),
- auf Anforderung eine Auswertung der in der Voruntersuchung gewonnenen Daten über Verdachtsfälle von Kulturgütern in der jeweiligen Fläche einzureichen (§ 38 Absatz 3) und
- um die auf und neben der Fläche N-7.2 bekannten Schiffswracks eine Ausschlusszone einzuhalten, bis eine nähere Einordnung der Wrackstellen möglich ist (§ 39),

sind auf der Fläche N-7.2 keine erheblichen Auswirkungen zu erwarten. Sofern diese Vorgaben eingehalten werden, ist für die Fläche N-7.2 eine Gefährdung der Meeresumwelt hinsichtlich des Schutzguts des kulturellen Erbes nicht gegeben. Für die Prüfung im Einzelnen wird auch auf den Umweltbericht verwiesen.

3.2.3.2 Arten-, Gebiets- und Biotopschutz

Die Strategische Umweltprüfung kommt auch hinsichtlich des Arten-, Gebiets- und Biotopschutzes zu dem Ergebnis, dass keine Gefährdung der Meeresumwelt gegeben ist, sofern die in der Eignungsfeststellung aufgeführten Vorgaben eingehalten werden, so

- die Vorgabe eines Grenzwertes für den bei der Errichtung zulässigen Rammschall (§ 7),
- die Vorgabe zur Koordination gleichzeitiger Rammarbeiten (§ 8).

Für die Prüfung im Einzelnen wird auf die Umweltberichte verwiesen.

3.2.4 Lage außerhalb von Naturschutzgebieten

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 Nr. 1 i. V. m. § 5 Abs. 3 Nr. 5 WindSeeG ungeeignet, wenn sie sich innerhalb eines nach § 57 BNatSchG ausgewiesenen Schutzgebiets befindet, wobei sich hieraus auch eine Gefährdung der Meeresumwelt ergeben dürfte. Seit der Prüfung bei Aufstellung des FEP wurden keine neuen Naturschutzgebiete in der Umgebung der Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 ausgewiesen, sodass insoweit keine Aktualisierung der positiv abgeschlossenen Prüfung im Rahmen der Aufstellung des FEP 2020 erforderlich ist.¹³

3.3 Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 Nr. 1 und 2a WindSeeG i. V. m. § 5 Abs. 3 Nr. 3 WindSeeG und § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 2 WindSeeG nur geeignet, wenn der Bau und Betrieb von Offshore-Windparks auf dieser Fläche die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt.

Von einer Beeinträchtigung der **Sicherheit des Verkehrs** ist auszugehen, wenn mit der Errichtung oder dem Betrieb von Anlagen eine Gefahr hervorgerufen wird, also eine Sachlage, die bei ungehindertem Ablauf des Geschehens in absehbarer Zeit mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einem Schaden an rechtlich geschützten Gütern, wie der körperlichen Unversehrtheit und dem Eigentum Dritter führt.¹⁴

Die **Leichtigkeit des Verkehrs** betrifft den Verkehrsfluss und damit den flüssigen, reibungslosen und ungehinderten Ablauf des Verkehrs.¹⁵

Die Leichtigkeit des Verkehrs ist nicht erst durch Verkehrsunfälle beeinträchtigt, sondern bereits dann, wenn die Möglichkeit besteht, dass das Vorhaben den normalen Verkehrsablauf mehr

¹³ Flächenentwicklungsplan 2020, S. 132.

¹⁴ Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 14.

¹⁵ Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 15.

als nur unerheblich beeinträchtigt.¹⁶ Die konkreten Umstände des Einzelfalls, hier insbesondere die für den Offshore-Bereich typische flächenmäßige Ausdehnung und damit erleichterte Möglichkeit des Ausweichens und Umfahrens/Umflietens von Hindernissen sind zu beachten.¹⁷

3.3.1 Schiffsverkehr

Die **Sicherheit des Schiffsverkehrs** kann insbesondere durch eine Erhöhung des Kollisionsrisikos aufgrund der Errichtung von Windenergieanlagen im Verkehrsraum betroffen sein, die als faktisches Hindernis das Kollisionsrisiko zwischen Schiff und Anlage aber auch zwischen Schiff und Schiff erhöhen.

Zu entscheiden ist, ab wann durch die Errichtung von Windenergieanlagen eine konkrete Gefahr im Sinne der Norm vorliegt und welches Risiko andererseits noch als hinnehmbar eingestuft wird. Hierzu hat das Bundesministerium für Verkehr unter Einbeziehung des Bundesumweltministeriums, des BSH, der Wasser- und Schifffahrtsdirektionen Nord und Nordwest (heute: Geraldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt – GDWS) und den externen Sachverständigen Germanischer Lloyd und GAUSS in einer Arbeitsgruppe im Jahr 2004 allgemeinbindende Richtwerte zur maximalen Kollisionswiederholungsrate entwickelt und damit einen allgemeingültigen gesellschaftlichen Akzeptanzgrenzwert als notwendige (nicht: hinreichende) Voraussetzung für die Genehmigung eines Offshore-Windpark-Vorhabens definiert. Danach stellt eine Kollisionswiederholungsrate (zwischen Schiff und Anlage) in einer Bandbreite von 100

bis 150 Jahren grundsätzlich ein hinnehmbares Restrisiko für den Belang der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs dar.¹⁸

Liegt die Kollisionswiederholungsrate unter 100 Jahren aber größer als 50 Jahre entfällt die regelmäßige Annahme der Akzeptanz. Es läge aber dann kein Versagungsgrund für die Eignung vor, wenn die Unterschreitung des Richtwertes wegen der Besonderheiten des Einzelfalls für die Schifffahrt und die Meeresumwelt unerheblich oder durch Bedingungen und Auflagen kompensierbar ist.

Eine Vereinbarkeit mit den Belangen der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs und der Meeresumwelt ist dabei regelmäßig dann hergestellt, wenn die Kollisionswiederholungsrate aufgrund zusätzlicher, das Risiko mindernder Maßnahmen in der Bandbreite von 100 bis 150 Jahren liegt.¹⁹

Eine Kollisionswiederholungsrate von unter 50 Jahren ist nicht akzeptabel²⁰ und würde grundsätzlich zur Nichteignung der Fläche führen, soweit nicht konkrete zusätzliche Maßnahmen sicherstellen, dass die Kollisionswiederholungsrate über 50 Jahren liegt und die Unterschreitung des Richtwertes von 100 Jahren wegen der Besonderheiten des Einzelfalls für die Schifffahrt und die Meeresumwelt als unerheblich eingestuft wird bzw. soweit zusätzliche Maßnahmen zur Einhaltung des Richtwertes von 100 Jahren führen.

In Bezug auf die **Leichtigkeit des Schiffsverkehrs** ist maßgebend, ob und in welchem Maße Verkehrsteilnehmer in der Benut-

¹⁶ BVerwGE 16, 116, 130f.

¹⁷ Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 15.

¹⁸ „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“ Nr.3 i, Bundesministerium für Verkehr, Bonn 14.03.2005.

¹⁹ „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“ Nr.3 iii, Bundesministerium für Verkehr, Bonn 14.03.2005.

²⁰ „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“ Nr.3 vi, Bundesministerium für Verkehr, Bonn 14.03.2005.

zung eines bestehenden Schifffahrtsweges gehindert oder behindert werden. Auch der Umfang des Verkehrsaufkommens in dem konkreten Gebiet und der Umfang der prognostizierten Auswirkungen des geplanten Vorhabens auf die besonderen verkehrsmäßigen Verhältnisse vor Ort ist maßgeblich.²¹

Zu der Frage, ob eine in diesem Sinne erhebliche Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs gegeben ist, hat das BSH im Rahmen der Voruntersuchung ein Gutachten zur verkehrlich-schifffahrtspolizeilichen Eignung von Flächen in der AWZ der Nord- und Ostsee²² in Auftrag gegeben. Im Rahmen der Analysen wurden mögliche Auswirkungen einer Bebauung der zu untersuchenden Flächen mit Offshore-Windenergieanlagen auf die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs einschließlich der damit verbundenen Risiken untersucht und bewertet. Dabei wurde das Risiko sowohl qualitativ als auch quantitativ betrachtet.

In der qualitativen Betrachtung für jede Fläche wurden nach einer Beschreibung des relevanten Verkehrsraums der heutige und der für die Zukunft prognostizierte Schiffsverkehr analysiert. Im nächsten Schritt erfolgte eine qualitative Abschätzung der Auswirkungen der Flächenschließung sowohl für die Bauphase als auch für die Phase nach Fertigstellung des jeweiligen Windparks. Im Anschluss wurden verschiedene Verkehrssituationen, wie Begegnungen, ein Überholen oder kreuzende Kurse betrachtet und hinsichtlich der möglichen Auswirkungen ebenfalls qualitativ bewertet. Abschließend wurden Empfehlungen für risikomindernde Maßnahmen abgeleitet.

Für die quantitative Beurteilung der Auswirkungen der zusätzlichen Bebauung auf der jeweiligen Fläche wurde eine kumulative Betrachtung mit allen im selben Verkehrsraum bebauten Windparkflächen vorgenommen. Dabei wurde die zeitliche Folge der Bebauung aller betrachteten Flächen entsprechend des FEP 2019 angesetzt. Entscheidende Größe für die Beurteilung der Eignung einer Fläche ist hier die statistisch zu erwartende Zeit zwischen zwei Kollisionen. Grundlage für die Berechnung der zu erwartenden Zeit zwischen zwei Kollisionen sind die harmonisierten Annahmen entsprechend der durch die zwei Arbeitsgruppen des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (heute: Bundesministerium für Digitales und Verkehr) der Jahre 2004/05 und 2008 erzielten Ergebnisse zu Parametern und Grundannahmen für die Erstellung von technischen Risikoanalysen für Offshore-Windparks²³.

Es werden die Ergebnisse mit und ohne Berücksichtigung zusätzlicher, das Kollisionsrisiko vermindender Maßnahmen betrachtet. Im quantitativen Untersuchungsteil wurden folgende risikomindernde Maßnahmen berücksichtigt:

- Ausrüstung der Schiffe mit AIS (Automatic Identification System)
- Verkehrsüberwachung und Seeraumbeobachtung
- Notschleppkapazitäten

Die Verkehrsüberwachung und die Seeraumbeobachtung können sowohl auf manövrierunfähige wie auf manövrierfähige Schiffe einwirken. Manövrierunfähige Schiffe können durch Verkehrsüberwachung erkannt, identifiziert und di-

²¹ Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 16.

²² „Gutachterliche Stellungnahme gemäß § 12 Abs.3 Wind-SeeG – Voruntersuchung zur verkehrlich-schifffahrtspolizeilichen Eignung von Flächen in der AWZ der Nord- und Ostsee“, DNV-GL im Auftrag des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, 06.12.2019.

²³ „Offshore Windparks – Parameter für Risikoanalysen im Genehmigungsverfahren und Wirksamkeit kollisionsverhindernder Maßnahmen - Bericht“, Germanischer Lloyd im Auftrag des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, 29.07.2010.

rekt angesprochen werden. Darüber hinaus können erforderliche Bergungs- und Rettungsmaßnahmen eingeleitet werden. Für manövrierfähige Schiffe wurden drei Varianten der Verkehrsüberwachung/Seeraumbeobachtung definiert:

- Variante 1:
Vollständige Verkehrsüberwachung/Seeraumbeobachtung. Diese schließt alle Maßnahmen der maritimen Verkehrssicherung ein, sie beinhaltet eine permanente (manuelle) Beobachtung des Seeverkehrs durch ausgebildete Nautiker mit Hilfe von AIS und Radar. Diese Methode hat mit einem Faktor von 4,0 die vergleichsweise höchste Wirksamkeit.
- Variante 2:
Automatische Überwachung/Beobachtung mit manueller Option. Hierbei erfolgt eine ständige automatisierte Auswertung von AIS-Daten mit regelmäßigen manuellen Auswertungen. Die Wirksamkeit dieser Variante wird mit einem Faktor von 3,0 angesetzt.
- Variante 3:
Automatische Auswertung. Hierbei erfolgt die Kontrolle der Ereignisse sowie ggf. die Auslösung von Maßnahmen nach automatisch generierten Signalen infolge Unterschreitung vorgegebener Grenzparameter. Die Wirksamkeit beträgt Faktor 2,5.

Die Notschleppkapazitäten wirken sich nur auf manövrierunfähige Schiffe aus. Die relevanten Leistungsdaten von Notschleppkapazitäten sind Bereitschaftsposition, Geschwindigkeit und Pfahlzug.

Die Wirksamkeiten der jeweils berücksichtigten kollisionsverhindernden Maßnahmen beruhen

dabei auf den Ergebnissen einer Studie des Germanischen Lloyd von 2008.

Der quantitativen Untersuchung liegen die modellhaften Aufstellmuster der zukünftig zu bebauenden Flächen sowie die Aufstellmuster der Bestandwindparks zu Grunde. Die berücksichtigten Flächen stellen jeweils die Kumulativlage zum Zeitpunkt der abgeschlossenen Errichtung in einem Radius von 20 Seemeilen (sm) dar.

Das Gutachten hat für alle betrachteten Flächen ergeben, dass der Richtwert von 100 Jahren nicht unterschritten wird bzw. eine Unterschreitung durch Vorgaben in der Eignungsfeststellung kompensierbar ist und somit im Ergebnis für die Sicherheit der Schifffahrt keine Gefahr besteht, die nicht durch Bedingungen und Auflagen ausgleichbar wäre. Auch verursacht die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf den Flächen keine erhebliche Beeinträchtigung der Leichtigkeit des Verkehrs. Im Einzelnen²⁴:

3.3.1.1 Fläche N-7.2

Die Fläche N-7.2 liegt nördlich des Verkehrstrennungsgebietes „German Bight Western Approach“ in einem Abstand von 7038,80 m (inkl. Abzug der Sicherheitszone von 500 m) und weist eine auf LAT bezogene Mindestwassertiefe von 35 m auf.

Nordöstlich dieser Fläche verläuft die Gasrohrleitung „Norpipe“ in Nordwest-Südost-Richtung.

Östlich und westlich der Fläche N-7.2 sind Vorbehaltsgebiete für die Schifffahrt (Raumordnungsplan 2009) bzw. Vorranggebiete Schifffahrt (Raumordnungsplan 2021) vorgesehen, von denen insbesondere das östlich gelegene Gebiet, von dem von und zur Ems bestimmten Nord-Süd-Verkehr benutzt wird. Nördlich der Fläche soll voraussichtlich der Windpark „EnBW

²⁴ Die folgenden Feststellungen sind zum großen Teil direkt dem Gutachten „Gutachterliche Stellungnahme gemäß § 12 Abs.3 WindSeeG – Voruntersuchung zur verkehrlich-schifffahrtspolizeilichen Eignung von Flächen in der AWZ

der Nord- und Ostsee“, DNV-GL im Auftrag des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, 06.12.2019 entnommen.

He Dreht“ errichtet werden, für den aktuell ein Planfeststellungsverfahren läuft.

Der ost- und westgehende Durchgangsverkehr läuft in dem südlich gelegenen Verkehrstrennungsgebiet German Bight Western Approach (dort fokussiert auf zwei gegenläufige und voneinander getrennte Einbahnwege).

An der östlichen Begrenzung der Fläche N-7.2 ist darüber hinaus der von und zur Ems bestimmte nord- und südgehende Schiffsverkehr zu verzeichnen. Laut Verkehrsstatistik handelt es sich dabei um durchschnittlich drei Fahrzeuge pro Tag.

Unter der Annahme, dass ausgehend vom Jahr 2018 der Schiffsverkehr in der Nordsee bis zum Jahr 2022 insgesamt um ca. 8 % und bis zum Jahr 2027 insgesamt um ca. 19 % zunehmen wird, wäre für den direkten Bereich der Fläche N-7.2 selbst kein signifikanter Zuwachs zu erwarten. Der Durchgangsverkehr auf der Relation Deutsche Bucht – Ärmelkanal wird auch weiterhin u. a. in dem Verkehrstrennungsgebiet German Bight Western Approach fahren.

Bzgl. des nord-südgehenden Verkehrs wären ebenfalls keine signifikanten Veränderungen zu erwarten, passierten dann durchschnittlich vier Fahrzeuge pro Tag die Fläche N-7.2.

Quantitative Risikoanalyse

Im Rahmen der quantitativen Risikoanalyse wurde die Kollisionswiederholungsrate für eine Kollision zwischen Schiff und einer Anlage auf der betrachteten Fläche ermittelt. In die Betrachtung wurden alle bis 2026 errichteten Windparks in dem untersuchten Verkehrsraum einbezogen.

Ohne risikomindernde Maßnahmen ergibt sich eine Kollisionswiederholungsrate von 30 Jahren. Diese Wiederholungsrate würde ein nach der AG Genehmigungsrelevante Richtwerte nicht akzeptables Risiko darstellen, wenn es nicht durch Minderungsmaßnahmen ausgeglichen werden könnte. Die Kollisionshäufigkeit für ma-

növrierfähige und manövrierunfähige Schiffe unter Berücksichtigung von AIS, einer Verkehrsüberwachung/Seeraumbeobachtung der Variante 1 und der vorhandenen hoheitlichen Notschleppkapazitäten ergibt eine Wiederholungsrate von 93 Jahren. Als vorhandene hoheitliche Notschleppkapazität wurde die „Nordic“ auf ihrer aktuellen Bereitschafts- bzw. Sturmposition berücksichtigt. Damit wird der Richtwert von 100 Jahren bei Berücksichtigung der benannten Annahmen und Minderungsmaßnahmen geringfügig unterschritten, sodass entsprechend der Vorgaben der AG Genehmigungsrelevante Richtwerte zusätzliche risikomindernde Maßnahmen zum Einsatz kommen müssen.

Zur weiteren Minimierung des Risikos ist gemäß dem o. g. Gutachten der Einsatz eines betreiberseitig vorzuhaltenden Notschleppers mit geeigneten Leistungsdaten erforderlich. Dem Gutachten zufolge wäre beispielsweise ein angenommener Schlepper mit einer Geschwindigkeit von 14,0 kn und 70 t Pfahlzug auf einer Bereitschaftsposition im Umfeld des Vorhabens Trianel Windpark Borkum II geeignet, die Kollisionswiederholungsrate auf 109 Jahre zu erhöhen.

Das Havariekommando erklärt in seiner Stellungnahme vom 12.04.2021, dass es den im Gutachten angenommenen Pfahlzug von 70 t unter Beachtung der aktuellen und zukünftigen Schiffsverkehre und Schiffsgrößen für die Wirksamkeit eines betreiberseitigen Notschleppers als zu gering bewerte.

Die GDWS erklärt in ihrer Stellungnahme vom 23.04.2021, dass die Anforderungen des Havariekommandos hinsichtlich der notwendigen Gestellung zusätzlicher Schleppkapazität zu berücksichtigen seien.

Qualitative Risikoanalyse

Auch im Rahmen der qualitativen Risikoanalyse haben sich keine der Eignung entgegenstehenden Besonderheiten in Bezug auf die Fläche N-7.2 ergeben.

Durch die Einrichtung der Baustelle zur Errichtung eines Windparks auf der Fläche N-7.2 sind – unter Berücksichtigung der notwendigen verkehrssichernden Maßnahmen – nach der gutachterlichen Einschätzung keine signifikanten Auswirkungen auf den umgebenden Schiffsverkehr zu erwarten, die nicht durch Bedingungen und Auflagen ausgeglichen werden könnten. Auszugehen ist laut Gutachten von einer Verdrängung des nord-südgehenden Schiffsverkehrs nach Osten. Diese Verdrängung der Verkehre wird bereits durch bestehende OWP-Bebauung vorgezeichnet und überdies als eher gering eingestuft, sodass selbige laut Aussage des Gutachters zwar eine signifikante Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs darstellt, welche jedoch durch den Einsatz einer mobilen Verkehrssicherung vor Ort als beherrschbar angesehen wird.

Für die Bauphase ist nach Aussage des Gutachters zudem von einer Zunahme des für die Baustelle erforderlichen Zubringer- und Werkverkehrs auszugehen. Dieser werde insbesondere das Verkehrstrennungsgebiet „German Bight Western Approach“ kreuzen, um anschließend hindurch zur Fläche N-7.2 zu fahren. Ein nicht hinnehmbares Risiko sieht das Gutachten darin jedoch nicht, da einerseits wirksame Verkehrsregeln, wie die Kollisionsverhütungsregeln (KVR) gelten und nach Abschluss der Bauarbeiten von einem Rückgang des windparkassoziierten Verkehrs auszugehen sei, sodass sich auch der das Verkehrstrennungsgebiet „German Bight Western Approach“ querende Verkehr quantitativ vermindern werde. Nach Abschluss der Bauarbeiten werde sich auch der nord-südgehende Schiffsverkehr mit der für ihn gesperrten Fläche arrangiert haben, sodass spätestens ab dann von einer Minderung des Risikos ausgegangen werden könne. Gleichwohl sei wegen der beginnenden Realisierung der Flächen N-9 und N-6 mit dorthin bestimmten Baustellenverkehr zu rechnen.

Unter Einbeziehung der Maritimen Verkehrssicherung durch die WSV und bei Verfügbarkeit von hoheitlichen Notschleppern wird als Ergebnis der qualitativen Risikoanalyse von einer verkehrlich-schiffahrtspolizeilichen Eignung der Fläche unter folgenden Bedingungen und Auflagen ausgegangen:

Für die Bauphase

- Einrichtung einer Sicherheitszone um das Baufeld,
- Befahrensverbot der Sicherheitszone während der Bauphase,
- kardinale Betonung des Baufeldes,
- kollisionsfreundliche Bauweise der Anlagen,
- Behelfsmäßige Kennzeichnung der Anlagen in der Bauphase,
- Mobile Verkehrssicherung vor Ort durch Verkehrssicherungsfahrzeug.

Für die Betriebsphase

- Aufrechterhaltung der Sicherheitszone,
- allgemeine Festlegung von Befahrensregelungen durch die GDWS, ggfs. Befahrensverbot für Fahrzeuge mit einer maximalen Rumpflänge von 24 m,
- Ausrüstung des Windparks mit AIS,
- Kennzeichnung der Anlagen als Schifffahrtshindernis,
- Seeraumbeobachtung durch Windpark-Betreiber,
- Verfügbarkeit von hoheitlichen Notschleppern.

Zusätzlich ist gemäß dem Ergebnis der quantitativen Risikoanalyse nach Einschätzung der zuständigen GDWS voraussichtlich die Gstellung zusätzlicher Schleppkapazität erforderlich.

Ergebnis

Die für die Fläche N-7.2 ermittelte Kollisionswiederholrate unter Berücksichtigung der zu ergreifenden risikomindernden Maßnahmen liegt bei 93 Jahren und damit über dem relevanten Richtwert, der durch die Arbeitsgruppe „Genehmigungsrelevante Richtwerte“ des Bundesverkehrsministeriums auf mindestens 100 Jahre festgelegt wurde. Da der Wert 7 Jahren nur geringfügig unter dem Richtwert von 100 Jahren liegt und Veränderungen des Verkehrsaufkommens so leicht zu Änderungen im Ergebnis der quantitativen Risikoanalyse führen können, wird dem Träger des Vorhabens im Planfeststellungsverfahren aufgegeben, eine aktualisierte Risikoanalyse einzureichen, sodass die auf Grundlage der Verkehrssituation zum Zeitpunkt der Eignungsprüfung getroffene Aussage im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens überprüft und erforderlichenfalls weitere Minderungsmaßnahmen, insbesondere die Vorhaltung eines zusätzlichen privaten Notschleppers angeordnet werden kann. Neben der Vorhaltung eigener Schleppkapazität ist grundsätzlich auch eine Beteiligung des Trägers des Vorhabens an anderweitiger, im Sinne der Risikoanalyse ausreichender Schleppkapazität denkbar.

Die Prüfung im Rahmen der qualitativen Risikoanalyse ergeben keine Besonderheiten des Einzelfalls, die gegen die Eignung der Fläche in verkehrlich-schiffahrtspolizeilicher Hinsicht sprechen. Die jeweils ermittelten erforderlichen Maßnahmen wurden, soweit ohne Kenntnis der konkreten Projektparameter möglich, als Vorgaben in die Eignungsfeststellung übernommen (§§ 18 bis 22). Auf die Begründungen der einzelnen Vorgaben in zur Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs wird insoweit verwiesen.

3.3.1.2 Fläche N-3.5

Die Fläche N-3.5 liegt zwischen den Verkehrstrennungsgebieten „Terschelling – German Bight“ und „German Bight Western Approach“, zum Verkehrstrennungsgebiet „Terschelling – German Bight Western Approach“ in einem Ab-

stand von 4358,87 m (inkl. Abzug der Sicherheitszone von 500 m) und zum Verkehrstrennungsgebiet „German Bight Western Approach“ in einem Abstand von 5772,05 m (inkl. Abzug der Sicherheitszone von 500 m). Die Fläche N-3.5 weist eine auf LAT bezogene Mindestwassertiefe von 30 m auf.

Nördlich der Fläche N-3.5 verläuft die Gasrohrleitung „Europipe 1“ in Nordwest-Südost-Richtung.

Nach Süden hin wird die Fläche N-3.5 von dem Windpark „Nordsee One“ begrenzt.

Der Hauptdurchgangsverkehr läuft jeweils in den nördlich und südlich gelegenen Verkehrstrennungsgebieten, dort jeweils fokussiert auf voneinander getrennte Einbahnwege mit gegenläufiger Hauptverkehrsrichtung, sodass innerhalb und in unmittelbarer Nähe zur Fläche N-3.5 nur ein geringer Schiffsverkehr zu verzeichnen ist.

Das Fachgutachten Schifffahrt kommt unter der Annahme, dass ausgehend vom Jahr 2018 der Schiffsverkehr in der Nordsee bis zum Jahr 2023 insgesamt um etwa 10,1 % und bis zum Jahr 2028 insgesamt um etwa 21,3 % zunehmen wird, zu dem Ergebnis, dass für den direkten Bereich der Fläche N-3.5 selbst kein nennenswerter Zuwachs zu erwarten wäre. Der Durchgangsverkehr werde weiterhin die Verkehrstrennungsgebiete nutzen.

Quantitative Risikoanalyse

Im Rahmen der quantitativen Risikoanalyse wird die Kollisionswiederholungsrate für eine Kollision zwischen Schiff und einer Anlage auf der betrachteten Fläche ermittelt. In die Betrachtung werden alle bis 2028 errichteten Windparks in dem untersuchten Verkehrsraum einbezogen.

Ohne risikomindernde Maßnahmen ergibt sich eine Kollisionswiederholungsrate von 30 Jahren. Diese Wiederholfrequenz würde ein nach den genehmigungsrelevanten Richtwerten nicht akzeptables Risiko darstellen, wenn es nicht durch Minderungsmaßnahmen ausgeglichen werden

kann. Die Kollisionshäufigkeit für die kumulative Aufstellung von manövrierfähigen und manövrierunfähigen Schiffen ergibt unter Berücksichtigung von AIS, einer automatischen Verkehrsüberwachung/Seeraumbeobachtung der Variante 1 und der vorhandenen hoheitlichen Notschleppkapazitäten eine Wiederholffrequenz von 92 Jahren. Als vorhandene hoheitliche Notschleppkapazität wurde die „Nordic“ berücksichtigt. Damit wird der Richtwert von 100 Jahren bei Berücksichtigung der benannten Annahmen und Minderungsmaßnahmen unterschritten, sodass entsprechend der Regelvermutung der Genehmigungsrelevanten Richtwerte zusätzliche risikomindernde Maßnahmen zum Einsatz kommen müssen.

Zur weiteren Minimierung des Risikos ist gemäß dem Gutachten der Einsatz eines betreiberseitig betriebenen Notschleppers mit geeigneten Leistungsdaten erforderlich. Dem Gutachten zufolge wäre beispielsweise ein angenommener Schlepper mit einer Geschwindigkeit von 14,0 kn und 70 t Pfahlzug auf einer Bereitschaftsposition im Umfeld des Vorhabens Trianel Windpark Borkum II geeignet, die Kollisionswiederholungsrate auf 107 Jahre zu erhöhen.

Das Havariekommando erklärt in seiner Stellungnahme vom 12.04.2021, dass es den im Gutachten angenommenen Pfahlzug von 70 t unter Beachtung der aktuellen und zukünftigen Schiffsverkehre und Schiffsgrößen für die Wirksamkeit eines betreiberseitigen Notschleppers als zu gering bewerte.

Die GDWS erklärt in ihrer Stellungnahme vom 23.04.2021, dass die Anforderungen des Havariekommandos hinsichtlich der notwendigen Bereitstellung zusätzlicher Schleppkapazität zu berücksichtigen seien.

Qualitative Risikoanalyse

Auch im Rahmen der qualitativen Risikoanalyse haben sich keine der Eignung entgegenstehenden Besonderheiten in Bezug auf Fläche N-3.5 ergeben.

Durch die Einrichtung der Baustelle sind laut Gutachten keine signifikanten Auswirkungen auf den umgebenden Schiffsverkehr zu erwarten, die nicht durch Bedingungen und Auflagen ausgeglichen werden können. Auszugehen sei von einer Zunahme des für die Baustelle erforderlichen Zubringer- und Werkverkehrs. Dieser werde insbesondere das Verkehrstrennungsgebiet „Terschelling – German Bight“ kreuzen, um anschließend zur Fläche N-3.8 und N-3.5 zu fahren. Nach Abschluss der Bauarbeiten sei von einem Rückgang des Baustellenverkehrs auszugehen. Lediglich die zum Betrieb und zur Unterhaltung des Windparks erforderlichen Fahrzeuge werden das Gebiet gezielt ansteuern. Demzufolge werde sich der das Verkehrstrennungsgebiet "Terschelling – German Bight" querende Verkehr nach Ende der Bauphase quantitativ vermindern.

Ein nicht hinnehmbares Risiko sieht das Gutachten darin jedoch nicht:

Der Abstand zu den nördlich und südlich liegenden Verkehrstrennungsgebieten betrage nach Abzug der Sicherheitszone von 500 m mindestens 2 sm²⁵. Daher werde für den im Verkehrstrennungsgebiet (VTG) fahrenden Verkehr grundsätzlich nicht von einer Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs in Folge der Bebauung der Fläche N-3.5 ausgegangen.

Für die Bauphase werde von einer insgesamt geringen Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs ausgegangen. Dies betreffe insbesondere das VTG „Terschelling – German Bight“ bzw. das VTG „Jade Approach“, zu dessen Querung der Bauverkehr ge-

²⁵ 1 sm $\hat{=}$ 1.852 m.

zwungen sein werde. Angesichts der Eigenverantwortung der jeweiligen Schiffsführung für ein regelgerechtes Handeln in Verbindung mit den Vorgaben der KVR sowie der von der WSV eingerichteten Maritimen Verkehrssicherung sei dies infolge des Querens der Einbahnwege des Verkehrstrennungsgebietes induzierte Risikoerhöhung als beherrschbar anzusehen, ohne dass es weiterer risikomindernder Maßnahmen bedürfte.

Infolge der Bebauung und der damit neu entstehenden Schifffahrtshindernisse sei mit einer erhöhten Kollisionswahrscheinlichkeit zwischen Schiff und Offshore-Windenergieanlagen zu rechnen, die durch Bedingungen bzw. Auflagen ausgeglichen werden könne.

Unter Einbeziehung der Maritimen Verkehrssicherung durch die WSV und bei Verfügbarkeit von hoheitlichen Notschleppern wird als Ergebnis der qualitativen Risikoanalyse von einer verkehrlich-schifffahrtspolizeilichen Eignung der Fläche unter folgenden Bedingungen ausgegangen:

Für die Bauphase

- Einrichtung einer Sicherheitszone um das Baufeld
- Befahrensverbot der Sicherheitszone während der Bauphase
- kardinale Betonung des Baufeldes
- kollisionsfreundliche Bauweise der Anlagen
- Behelfsmäßige Kennzeichnung der Anlagen in der Bauphase
- Mobile Verkehrssicherung vor Ort durch Verkehrssicherungsfahrzeug

Für die Betriebsphase

- Aufrechterhaltung der Sicherheitszone
- allgemeine Festlegung von Befahrensregelungen durch die GDWS, ggfs. Befahrensverbot für Fahrzeuge mit einer maximalen Rumpflänge von 24 m

- Ausrüstung des Windparks mit AIS
- Kennzeichnung der Anlagen als Schifffahrtshindernis
- Seeraumbeobachtung durch Windpark-Betreiber

Zusätzlich ist gemäß dem Ergebnis der quantitativen Risikoanalyse nach Einschätzung der zuständigen GDWS voraussichtlich die Gestellung zusätzlicher Schleppkapazität erforderlich.

Ergebnis

Die für die Fläche N-3.5 ermittelte Kollisionswiederholrate liegt unter Berücksichtigung risikomindernder Maßnahmen bei 92 Jahren und damit unter dem relevanten gesellschaftlichen Akzeptanzgrenzwert, der durch die Arbeitsgruppe „Genehmigungsrelevante Richtwerte“ des Bundesverkehrsministeriums auf mindestens 100 Jahre festgelegt wurde. Da der Wert 7 Jahren nur geringfügig unter dem Richtwert von 100 Jahren liegt und Veränderungen des Verkehrsaufkommens so leicht zu Änderungen im Ergebnis der quantitativen Risikoanalyse führen können, ist dem Träger des Vorhabens im Planfeststellungsverfahren aufzugeben, eine aktualisierte Risikoanalyse einzureichen, sodass die auf Grundlage der Verkehrssituation zum Zeitpunkt der Eignungsprüfung getroffene Aussage im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens überprüft und erforderlichenfalls weitere Minderungsmaßnahmen, insbesondere die Vorhaltung eines zusätzlichen privaten Notschleppers angeordnet werden kann. Neben der Vorhaltung eigener Schleppkapazität ist grundsätzlich auch eine Beteiligung des Trägers des Vorhabens an anderweitiger, im Sinne der Risikoanalyse ausreichender Schleppkapazität denkbar.

Die Prüfung im Rahmen der qualitativen Risikoanalyse bzw. die Einstufung der Szenarien in die Risikomatrix nach Standard Konstruktion ergeben keine Besonderheiten des Einzelfalls, die gegen die Eignung der Fläche in verkehrlich-schifffahrtspolizeilicher Hinsicht sprechen.

Die weiteren nach dem Gutachten erforderlichen Maßnahmen werden, soweit ohne Kenntnis der konkreten Projektparameter möglich, ebenfalls als Vorgaben in die Eignungsfeststellung übernommen (§§ 18 bis 22). Auf die Begründungen dieser Vorgaben wird insoweit verwiesen.

3.3.1.3 Fläche N-3.6

Die Fläche N-3.6 liegt zwischen den Verkehrstrennungsgebieten „Terschelling – German Bight“ und „German Bight Western Approach“, zum Verkehrstrennungsgebiet „Terschelling – German Bight Western Approach“ in einem Abstand von 8022,32 m (inkl. Abzug der Sicherheitszone von 500 m) und zum Verkehrstrennungsgebiet „German Bight Western Approach“ in einem Abstand von 3799,71 m (inkl. Abzug der Sicherheitszone von 500 m). Die Fläche weist eine auf LAT bezogene Mindestwassertiefe von 30 m auf.

Nordöstlich der Fläche N-3.6 verläuft die Gasrohrleitung „Europipe 1“ in Nordwest-Südost-Richtung. Südwestlich dieser Fläche verläuft die Gasrohrleitung „Norpipe“.

Nach Süden hin wird die Fläche N-3.6 von dem Windpark „Nordsee One“ begrenzt.

Der Hauptdurchgangsverkehr läuft jeweils in den nördlich und südlich gelegenen Verkehrstrennungsgebieten, dort jeweils fokussiert auf voneinander getrennte Einbahnwege mit gegenläufiger Hauptverkehrsrichtung, sodass innerhalb und in unmittelbarer Nähe zur Fläche N-3.6 nur ein geringer Schiffsverkehr zu verzeichnen ist. An der Westseite dieser Fläche läuft parallel dazu der Versorgungsverkehr in Nord-Süd-Richtung (und vice versa) für die weiter nördlich gelegenen Windparks vorbei.

Das Fachgutachten Schifffahrt kommt unter der Annahme, dass ausgehend vom Jahr 2018 der Schiffsverkehr in der Nordsee bis zum Jahr 2023 insgesamt um etwa 10,1 % und bis zum Jahr 2028 insgesamt um etwa 21,3 % zunehmen

wird, zu dem Ergebnis, dass für den direkten Bereich der Fläche N-3.6 selbst kein nennenswerter Zuwachs zu erwarten sei. Der Durchgangsverkehr werde weiterhin die Verkehrstrennungsgebiete nutzen.

Quantitative Risikoanalyse

Im Rahmen der quantitativen Risikoanalyse wird die Kollisionswiederholungsrate für eine Kollision zwischen Schiff und einer Anlage auf der betrachteten Fläche ermittelt. In die Betrachtung werden alle bis 2028 errichteten Windparks in dem untersuchten Verkehrsraum einbezogen.

Ohne risikomindernde Maßnahmen ergibt sich eine Kollisionswiederholungsrate von 27 Jahren. Diese Wiederholungsrate würde gemäß den gesellschaftlichen Akzeptanzgrenzwerten der AG „Genehmigungsrelevante Richtwerte“ ein nicht akzeptables Risiko darstellen, wenn es nicht durch Minderungsmaßnahmen ausgeglichen werden kann. Die Kollisionshäufigkeit für die kumulative Aufstellung von manövrierfähigen und manövrierunfähigen Schiffen ergibt unter Berücksichtigung von AIS, einer automatischen Verkehrsüberwachung/Seeraumbeobachtung der Variante 1 und der vorhandenen hoheitlichen Notschleppkapazitäten eine Wiederholungsrate von 84 Jahren. Als vorhandene hoheitliche Notschleppkapazität wurde die „Nordic“ berücksichtigt. Damit wird der Richtwert von 100 Jahren bei Berücksichtigung der benannten Annahmen und Minderungsmaßnahmen unterschritten, sodass entsprechend der Regelvermutung der AG Genehmigungsrelevante Richtwerte zusätzliche risikomindernde Maßnahmen zum Einsatz kommen müssen.

Zur weiteren Minimierung des Risikos ist nach dem Gutachten der Einsatz eines betreiberseitig betriebenen Notschleppers mit geeigneten Leistungsdaten erforderlich. Dem Gutachten zufolge wäre beispielsweise ein angenommener Schlepper mit einer Geschwindigkeit von 14,0 kn und 70 t Pfahlzug auf einer Bereitschaftsposition im Umfeld des Vorhabens Trianel Windpark

Borkum II geeignet, die Kollisionswiederholungsrate auf 97 Jahre zu erhöhen. Damit läge diese jedoch weiterhin geringfügig unter dem Richtwert von 100 Jahren.

Das Havariekommando erklärt in seiner Stellungnahme vom 12.04.2021, dass es den im Gutachten angenommenen Pfahlzug von 70 t unter Beachtung der aktuellen und zukünftigen Schiffsverkehre und Schiffsgrößen für die Wirksamkeit eines betreiberseitigen Notschleppers als zu gering bewerte.

Auch nimmt das Havariekommando in seiner Stellungnahme vom 12.04.2021 Bezug auf die Analyseergebnisse des Gutachtens zur Fläche N-3.6, wonach für eine Kollisionswiederholungsrate von mindestens 100 Jahren u.a. der niederländische Notschlepper „Guardian“ risikomindernd zu berücksichtigen ist. In diesem Zusammenhang weist das Havariekommando darauf hin, dass der Notschlepper „Guardian“ im deutschen Notschleppkonzept keine Berücksichtigung fände. Im Normalfall habe das Havariekommando auf den Aufenthaltsort oder die Aufgaben dieses Notschleppers keinen Einfluss. Es bestehe eine Vereinbarung zum Notschleppen, wonach Deutschland und die Niederlande sich im Falle eines Kapazitätsengpasses im Grenzgebiet gegenseitig unterstützten, aber keine direkte länderübergreifende Weisungshierarchie.

Die GDWS erklärt in ihrer Stellungnahme vom 23.04.2021, dass die Anforderungen des Havariekommandos hinsichtlich der notwendigen Bereitstellung zusätzlicher Schleppkapazität zu berücksichtigen seien.

Qualitative Risikoanalyse

Auch im Rahmen der qualitativen Risikoanalyse haben sich keine der Eignung entgegenstehenden Besonderheiten in Bezug auf Fläche N-3.6 ergeben.

Durch die Einrichtung der Baustelle sind laut Gutachten keine signifikanten Auswirkungen auf den umgebenden Schiffsverkehr zu erwarten,

die nicht durch Bedingungen und Auflagen ausgeglichen werden können. Auszugehen sei von einer Zunahme des für die Baustelle erforderlichen Zubringer- und Werkverkehrs. Dieser werde insbesondere das Verkehrstrennungsgebiet „Terschelling – German Bight“ kreuzen, um anschließend zur Fläche N-3.6 zu fahren. Nach Abschluss der Bauarbeiten sei von einem Rückgang des Baustellenverkehrs auszugehen. Lediglich die zum Betrieb und zur Unterhaltung des Windparks erforderlichen Fahrzeuge werden das Gebiet ansteuern. Demzufolge werde sich der das Verkehrstrennungsgebiet „Terschelling – German Bight“ querende Verkehr nach Ende der Bauphase quantitativ vermindern.

Ein nicht hinnehmbares Risiko sieht das Gutachten darin jedoch nicht:

Der Abstand zu den nördlich und südlich liegenden Verkehrstrennungsgebieten betrage nach Abzug der Sicherheitszone von 500 m mindestens 2 sm. Daher werde für den im Verkehrstrennungsgebiet (VTG) fahrenden Verkehr grundsätzlich nicht von einer Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs in Folge der Bebauung der Fläche N-3.6 ausgegangen.

Für die Bauphase werde von einer insgesamt geringen Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs ausgegangen. Dies betreffe insbesondere das VTG „Terschelling – German Bight“ bzw. das VTG „Jade Approach“, zu dessen Querung der Bauverkehr gezwungen sein werde. Angesichts der Eigenverantwortung der jeweiligen Schiffsführung für ein regelgerechtes Handeln in Verbindung mit den Vorgaben der KVR sowie der von der WSV eingerichteten Maritimen Verkehrssicherung sei die infolge des Querens der Einbahnwege des Verkehrstrennungsgebietes induzierte Risikoerhöhung als beherrschbar anzusehen, ohne dass es weiterer risikomindernder Maßnahmen bedürfte.

Nach Abschluss der Bauarbeiten sei von einem Rückgang des Baustellenverkehrs auszugehen.

Lediglich die zum Betrieb und zur Unterhaltung des Windparks erforderlichen Fahrzeuge werden das Gebiet gezielt ansteuern. Demzufolge werde sich der die o. g. Verkehrstrennungsgelände querende Verkehr quantitativ vermindern und stelle somit gegenüber dem status quo für die Betriebsphase lediglich eine geringe Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs dar, die aber mit den bereits o. g. Maßnahmen kompensiert werden könne.

Infolge der Bebauung und der damit neu entstehenden Schifffahrtshindernisse sei mit einer erhöhten Kollisionswahrscheinlichkeit zwischen Schiff und Offshore-Windenergieanlagen zu rechnen, die durch Bedingungen und Auflagen ausgeglichen werden könne.

Unter Einbeziehung der Maritimen Verkehrssicherung durch die WSV und bei Verfügbarkeit von hoheitlichen Notschleppern wird als Ergebnis der qualitativen Risikoanalyse von einer verkehrlich-schifffahrtspolizeilichen Eignung der Fläche unter folgenden Bedingungen ausgegangen:

Für die Bauphase

- Einrichtung einer Sicherheitszone um das Baufeld
- Befahrensverbot der Sicherheitszone während der Bauphase
- kardinale Betonung des Baufeldes
- kollisionsfreundliche Bauweise der Anlagen
- Behelfsmäßige Kennzeichnung der Anlagen in der Bauphase
- Mobile Verkehrssicherung vor Ort durch Verkehrssicherungsfahrzeug

Für die Betriebsphase

- Aufrechterhaltung der Sicherheitszone
- allgemeine Festlegung von Befahrensregelungen durch die GDWS, ggfs. Befahrensverbot für Fahrzeuge mit einer maximalen Rumpflänge von 24 m

- Ausrüstung des Windparks mit AIS
- Kennzeichnung der Anlagen als Schifffahrtshindernis
- Seeraumbeobachtung durch Windpark-Betreiber

Zusätzlich ist gemäß dem Ergebnis der quantitativen Risikoanalyse nach Einschätzung der zuständigen GDWS voraussichtlich die Gestellung zusätzlicher Schleppkapazität erforderlich.

Ergebnis

Die für die Fläche N-3.6 ermittelte Kollisionswiederholrate liegt unter Berücksichtigung risikomindernder Maßnahmen bei 84 Jahren und damit unter dem relevanten Richtwert, der durch die Arbeitsgruppe „Genehmigungsrelevante Richtwerte“ des Bundesverkehrsministeriums auf mindestens 100 Jahre festgelegt wurde. Da der Wert 16 Jahren nur geringfügig unter dem Richtwert von 100 Jahren liegt und Veränderungen des Verkehrsaufkommens so leicht zu Änderungen im Ergebnis der quantitativen Risikoanalyse führen können, ist dem Träger des Vorhabens im Planfeststellungsverfahren aufzugeben, eine aktualisierte Risikoanalyse einzureichen, sodass die auf Grundlage der Verkehrssituation zum Zeitpunkt der Eignungsprüfung getroffene Aussage im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens überprüft und erforderlichenfalls weitere Minderungsmaßnahmen, insbesondere die Vorhaltung eines zusätzlichen privaten Notschleppers angeordnet werden kann. Neben der Vorhaltung eigener Schleppkapazität ist grundsätzlich auch eine Beteiligung des Trägers des Vorhabens an anderweitiger, im Sinne der Risikoanalyse ausreichender Schleppkapazität denkbar.

Die Prüfung im Rahmen der qualitativen Risikoanalyse bzw. die Einstufung der Szenarien in die Risikomatrix nach Standard Konstruktion ergeben keine Besonderheiten des Einzelfalls, die gegen die Eignung der Fläche in verkehrlich-schifffahrtspolizeilicher Hinsicht sprechen.

Die weiteren nach dem Gutachten erforderlichen Maßnahmen werden, soweit ohne Kenntnis der konkreten Projektparameter möglich, ebenfalls als Vorgaben in die Eignungsfeststellung übernommen (§§ 18 bis 22). Auf die Begründungen dieser Vorgaben wird insoweit verwiesen.

3.3.2 Luftverkehr

Die Errichtung und der Betrieb von Offshore-Windparks auf den zu prüfenden Flächen führt zu keiner Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs, die nicht durch Vorgaben ausgeglichen werden kann.

Der Bau und Betrieb von Offshore-Windparks kann in verschiedenen Bereichen Auswirkungen auf den Flugverkehr haben. Die Windenergieanlagen und sonstigen Hochbauten stellen einmal Hindernisse für den querenden aber auch für den Flugverkehr von und zu den Anlagen des Windparks und zum windparkeigenen Hubschrauberlandedeck dar. Zusätzlich kann ein nicht ordnungsgemäß ausgerüstetes Landedeck oder eine nicht ordnungsgemäß ausgestaltete und gekennzeichnete Windenbetriebsfläche eine Gefahr für den windparkassoziierten Luftverkehr darstellen.

3.3.2.1 Windenergieanlagen und sonstige Anlagen als Luftfahrthindernisse

Gemäß Artikel 58 Abs. 1 i. V. m. Art. 87 SRÜ gelten in der AWZ grundsätzlich einige der Freiheiten der Hohen See. Dazu gehört gemäß Art. 58 Abs. 1 i. V. m. Art. 87 Abs. 1 lit. b SRÜ auch die Freiheit des Überflugs. Das Abkommen über die Internationale Zivilluftfahrt vom 7. Dezember 1944 (BGBl. 1956 II S. 412), das zuletzt durch die Protokolle vom 6. Oktober 2016 (BGBl. 2018 II S. 306, 307) geändert worden ist (Chicagoer-Abkommen), unterscheidet zum anwendbaren Recht in Art. 12 zwischen Staatsgebiet und Hoher See. Gemäß Art. 12 Satz 3 des Chicagoer Abkommens gelten über der Hohen See die aufgrund des Chicagoer Abkommens erlassenen Regeln.

Gemäß Kapitel 4.6 lit. b des Anhang 2 zum Chicagoer Abkommens gilt für Flüge nach Sichtflugregeln am Tage grundsätzlich eine Mindestflughöhe von 150 m über Wasser. In der EU Durchführungsverordnung Nr. 923/2012 der Kommission vom 26. September 2012 zur Festlegung gemeinsamer Luftverkehrsregeln und Betriebsvorschriften für Dienste und Verfahren der Flugsicherung (EU DV 923/2012), Anhang, SERA.5005 lit. f Nr.2 findet sich hierzu die Konkretisierung, dass Flüge nach Sichtflugregeln am Tage – „außer wenn dies für Start und Landung notwendig ist oder von der zuständigen Behörde genehmigt wurde“ – auch nicht in einer Höhe von unter „150 m (500 ft) über dem höchsten Hindernis innerhalb eines Umkreises von 150 m (500 ft) um das Luftfahrzeug“ durchgeführt werden dürfen. Gleichzeitig normiert Kapitel 3.2 Anhang 2 zum Chicagoer Abkommen, dass der verantwortliche Pilot durch die Vorgaben des Abkommens nicht von der Verantwortung entbunden wird, alle geeigneten Maßnahmen zur Kollisionsvermeidung zu ergreifen.

Für Flüge nach Sichtflugregeln bei Nacht gelten gemäß Kapitel 4.3 des Anhangs 2 zum Chicagoer Abkommen grundsätzlich die diesbezüglichen Regelungen der zuständigen Flugsicherungsorganisation.

3.3.2.1.1 Flächen N-3.5 und N-3.6

Die Flächen N-3.5 und N-3.6 befinden sich flugsicherungstechnisch in der Zuständigkeit des beliebigen Unternehmens DFS Deutsche Flugsicherung GmbH (DFS). Gemäß ENR 1.2 des deutschen Luftfahrthandbuchs i. V. m. § 36 Absatz 1 der Luftverkehrs-Ordnung (LuftVO) sind dort die Regelungen gemäß EU DV 923/2012, Anhang, SERA.5005 lit. c anzuwenden. Nach EU DV 923/2012, Anhang, SERA.5005 lit. c Nr. 5 sublit. ii ist – „außer wenn dies für Start und Landung notwendig ist“ – eine Mindestflughöhe erforderlich, die „einer Flugfläche von mindestens 300 m (1.000 ft) über dem höchsten Hinder-

nis in einem Umkreis von 8 km von dem angenommenen Standort des Luftfahrzeugs“ entspricht.

Für Flüge nach Instrumentenflugregeln gelten gemäß Kapitel 5.1.2 lit. b des Anhangs 2 zum Chicagoer Abkommen ebenfalls die o. g. Mindestflughöhen für Flüge nach Sichtflugregeln bei Nacht.

Daraus ergibt sich, dass Mindestüberflughöhen von 150 m über Hindernissen für Flüge nach Sichtflugregeln am Tage (VFR) sowie Mindestüberflughöhen von 300 m über dem höchsten Hindernis in einem Umkreis von 8 km von dem angenommenen Standort des Luftfahrzeugs für Flüge nach Sichtflugregeln bei Nacht (NVFR) und Instrumentenflugregeln (IFR) geeignete Maßnahmen zur Kollisionsvermeidung darstellen.

Die bloße Errichtung von Windenergieanlagen stellt keine konkrete Gefahr für die **Sicherheit des Luftverkehrs** dar. Begründet ist dies einerseits durch die Festlegung der o. g. Mindestflughöhen, die lediglich die niedrigste Flughöhe darstellen und somit nicht statisch eingehalten werden müssen. Vielmehr sind die Piloten nach der ICAO aufgefordert, in eigener Verantwortung Kollisionen mit Hindernissen durch geeignete Maßnahmen, wie die Anpassung der Flughöhen zu vermeiden.

Gleichzeitig müssen der Windpark und seine Anlagen für den Piloten als Hindernis erkennbar sein. Anderenfalls bestünde die hinreichende Wahrscheinlichkeit, dass ein Pilot die Mindestflughöhe von 150 m (VFR) bzw. 300 m (NVFR, IFR) über Wasser wählt und es in der Folge zu einer Kollision zwischen Luftfahrzeug und Anlage kommen könnte.

Durch eine geeignete luftfahrttechnische Kennzeichnung der Anlagen kann dieser Gefahr entgegengewirkt werden und wird der Windpark für den Piloten sichtbar, sodass er die erforderlichen Maßnahmen ergreifen kann. Eine entspre-

chende Kennzeichnung der Anlagen ist demnach für die Eignung erforderlich (Vorgabe des § 27 Eignungsfeststellung). Die Kennzeichnung speziell für den Bereich der deutschen AWZ ist im „Standard Offshore-Luftfahrt“ (SOLF) Teil 5 vorgegeben. Dieser Teil 5 des SOLF ist laut Einführungserlass vom 17.08.2020 durch die Planfeststellungsbehörde für alle zukünftigen Vorhaben anzuwenden. Er bindet zunächst aber nur die Verwaltung, weshalb die Einhaltung des Teil 5 des SOLF in der Eignungsfeststellung vorgegeben wird. Auf die Begründung zu den konkreten Vorgaben (§ 27 Eignungsfeststellung) wird ergänzend verwiesen.

Die Flächen N-3.5 und N-3.6 befinden sich unterhalb des deutschen Gefahrengebietes für die Luftfahrt „ED-D100 (Borkum)“, berühren oder durchdringen dies aber nicht. Da das Gefahrengebiet in verhältnismäßig großer Höhe beginnt (Flugfläche 55 bzw. 5.500 ft MSL), ist eine Beeinträchtigung der Leichtigkeit des darin stattfindenden Flugverkehrs durch den zukünftigen Offshore-Windpark unwahrscheinlich. Aber auch im Umkehrschluss ist die Gefährdung des vorhabenbezogenen Schiffsverkehrs sowie des Personals und der Infrastruktur der Offshore-Windparks durch etwaige Aktivitäten im Gefahrengebiet als gering einzustufen.

Das Hubschrauber-Streckennetz im Verantwortungsbereich der DFS wurde zum 19.03.2019 bis auf Weiteres wieder aufgehoben, sodass im Gebiet 3 und damit für die Flächen N-3.5 und N-3.6 derzeit keine offizielle Anbindung an die übrigen Hubschrauber-Streckennetze in der deutschen AWZ der Nordsee besteht. Eine Beeinträchtigung der Leichtigkeit des sich auf diesen Strecken befindlichen Luftverkehrs durch den Bau und Betrieb von Offshore-Windparks ist somit nicht ersichtlich.

Ein Einfluss auf die **Leichtigkeit des Luftverkehrs**, also den Verkehrsfluss im Sinne einer mehr als nur unerheblichen Störung des flüssigen, reibungslosen und ungehinderten Ablaufs des Verkehrs, ist mit der Errichtung von

Offshore-Windparks auf den geprüften Flächen N-3.5 und N-3.6 derzeit nicht verbunden, da für den Luftverkehr einmal außerhalb des Luftraums über den Flächen, aber auch durch das Überfliegen dieser Flächen in ausreichendem Abstand genügend Ausweichmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

3.3.2.1.2 Fläche N-7.2

Die Fläche N-7.2 befindet sich im Zuständigkeitsbereich der niederländischen Flugsicherungsorganisation. Gemäß ENR 1.2 des niederländischen Luftfahrthandbuchs findet EU DV 923/2012, Anhang, SERA.5005 lit. c Nr. 5 sublit. ii Anwendung. Daher ist dort – „außer wenn dies für Start und Landung notwendig ist“ – eine Mindestflughöhe erforderlich, die „einer Flugfläche von mindestens 300 m (1.000 ft) über dem höchsten Hindernis in einem Umkreis von 8 km von dem angenommenen Standort des Luftfahrzeugs“ entspricht.

Für Flüge nach Instrumentenflugregeln gelten gemäß Kapitel 5.1.2 lit. b des Anhangs 2 zum Chicagoer Abkommen ebenfalls die o. g. Mindestflughöhen für Flüge nach Sichtflugregeln bei Nacht.

Daraus ergibt sich, dass Mindestüberflughöhen von 150 m über Hindernissen für Flüge nach Sichtflugregeln am Tage (VFR) sowie Mindestüberflughöhen von 300 m über dem höchsten Hindernis in einem Umkreis von 8 km von dem angenommenen Standort des Luftfahrzeugs für Flüge nach Sichtflugregeln bei Nacht (NVFR) und Instrumentenflugregeln (IFR) geeignete Maßnahmen zur Kollisionsvermeidung darstellen.

Die bloße Errichtung von Windenergieanlagen stellt keine konkrete Gefahr für die **Sicherheit des Luftverkehrs** dar. Begründet ist dies einerseits durch die Festlegung der o. g. Mindestflughöhen, die lediglich die niedrigste Flughöhe darstellen und somit nicht statisch eingehalten werden müssen. Vielmehr sind die Piloten nach der ICAO aufgefordert, in eigener Verantwortung

Kollisionen mit Hindernissen durch geeignete Maßnahmen, wie die Anpassung der Flughöhen zu vermeiden.

Gleichzeitig müssen der Windpark und seine Anlagen für den Piloten als Hindernis erkennbar sein. Anderenfalls bestünde die hinreichende Wahrscheinlichkeit, dass ein Pilot die Mindestflughöhe von 150 m (VFR) bzw. 300 m (NVFR, IFR) über Wasser wählt und es in der Folge zu einer Kollision zwischen Luftfahrzeug und Anlage kommen könnte.

Durch eine geeignete luftfahrttechnische Kennzeichnung der Anlagen kann dieser Gefahr entgegengewirkt werden und wird der Windpark für den Piloten sichtbar, sodass er die erforderlichen Maßnahmen ergreifen kann. Eine entsprechende Kennzeichnung der Anlagen ist demnach für die Eignung erforderlich (Vorgabe gemäß § 27 der Eignungsfeststellung). Die Kennzeichnung speziell für den Bereich der deutschen AWZ ist im „Standard Offshore-Luftfahrt“ (SOLF) Teil 5 vorgegeben. Dieser Teil 5 des SOLF ist laut Einführungserlass vom 17.08.2020 durch die Planfeststellungsbehörde für alle zukünftigen Vorhaben anzuwenden. Er bindet zunächst aber nur die Verwaltung, weshalb die Einhaltung des Teil 5 des SOLF in der Eignungsfeststellung vorgegeben wird. Auf die Begründung zu den konkreten Vorgaben (§ 27 der Eignungsfeststellung) wird ergänzend verwiesen.

Das Vorhabengebiet wird vollständig von dem niederländischen Gefahrenggebiet für die Luftfahrt „EH-D05“ überlagert, berührt oder durchdringt dies aber nicht. Da das Gefahrenggebiet in verhältnismäßig großer Höhe beginnt (Flugfläche 55 bzw. 5.500 ft MSL), ist eine Beeinträchtigung der Leichtigkeit des darin stattfindenden Flugverkehrs durch den zukünftigen Offshore-Windpark unwahrscheinlich. Aber auch im Umkehrschluss ist die Gefährdung des vorhabenbezogenen Schiffsverkehrs sowie des Personals und der Infrastruktur der Offshore-Windparks durch etwaige Aktivitäten im Gefahrenggebiet als gering einzustufen.

Das Gebiet 7, in dem sich die Fläche N-7.2 befindet, ist an das niederländische Hubschrauber-Streckennetz angebunden. Entlang der Außenkanten des Gebietes 7 verlaufen Teile der folgenden Strecken: „KY 683“, „KY 680“, „KY 673“ und „KY 675“. Mit Ausnahme von „KY 680“ sind die Abstände zwischen der Peripherie der Fläche N-7.2 und den übrigen Strecken ganz oder teilweise kleiner als 8 km. Die zulässige Mindestflughöhe beträgt auf den Strecken gemäß dem niederländischen Luftfahrthandbuch jeweils 600 Meter AMSL. Sie können grundsätzlich ganzjährig genutzt werden. Eine Beeinträchtigung der Leichtigkeit des sich auf diesen Strecken befindlichen Luftverkehrs durch den Bau und Betrieb eines Offshore-Windparks ist auf der Grundlage der derzeit verfügbaren Anlagenhöhen nicht ersichtlich. Sollten zukünftig größere Gesamthöhen realisiert werden (größer 300 Meter SKN), wäre auf Ebene des Planfeststellungsverfahrens eine Einzelfallbetrachtung unter Berücksichtigung der erforderlichen Vertikalabstände für Flüge nach Sichtflugregeln bei Nacht sowie für solche nach Instrumentenflugregeln durchzuführen.

Ein Einfluss auf die **Leichtigkeit des Luftverkehrs** also den Verkehrsfluss im Sinne einer mehr als nur unerheblichen Störung des flüssigen, reibungslosen und ungehinderten Ablaufs des Verkehrs ist mit der Errichtung von Offshore-Windparks auf der geprüften Fläche N-7.2 jedenfalls auf der Grundlage der derzeit verfügbaren Anlagenhöhen nicht verbunden, da für den Luftverkehr einmal außerhalb des Luftraums über den Flächen aber auch durch Überfliegen genügend Ausweichmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

3.3.2.2 Hubschrauberlandedeck

Hubschrauberlandedecks sind regelmäßig erforderlich, um die Windparks kurzfristig für Reparatur- und Wartungsarbeiten sowie ggf. für Rettungsmaßnahmen erreichen zu können und stellen somit einen integralen Bestandteil von Offshore-Windparks dar.

Der sichere An- und Abflug auf das eigene bzw. benachbarte Hubschrauberlandedeck muss trotz Bebauung gewährleistet sein, um die Eignung der Fläche für die Errichtung eines Windparks uneingeschränkt feststellen zu können. Die Landedecks befinden sich regelmäßig auf den Offshore-Plattformen der Offshore-Windparks oder auf den Konverterplattformen, die aus Effizienz-, Schiffssicherheits- und Umweltschutzgründen wiederum häufig mittig in der Fläche und somit zwischen den Anlagen platziert sind. Um das Hubschrauberlandedeck einer Offshore-Plattform, für welches aufgrund der Hindernissituation die horizontale Ausdehnung des hindernisfreien Sektors nicht vollumfänglich gewährleistet werden kann, trotzdem sicher anfliegen zu können, müssen in geeigneter Flugrichtung gelegene, ausreichend dimensionierte und gekennzeichnete An- und Abflugkorridore vorhanden sein, die von Bebauung freizuhalten sind. Die Einrichtung solcher Flugkorridore auf der Fläche sowie erforderlichenfalls die Freihaltung der Flugkorridore für die Hubschrauberlandedecks benachbarter Vorhaben und Konverterplattformen sind Voraussetzung für die Feststellung der Eignung der jeweiligen Fläche und wurden daher als Vorgaben in die 2. Wind-SeeV aufgenommen, §§ 24, 25 der Eignungsfeststellung.

Der An- und Abflugkorridor der zwischen den Flächen N-3.5 und N-3.6 gelegenen Konverterplattform NOR-3-2 wird aufgrund der anderen in Gebiet N-3 bestehenden Korridore der Umgebung voraussichtlich zwischen diesen Flächen verlaufen. Für die Fläche N-3.5 sind nach derzeitigem Stand zudem der zukünftige An- und Abflugkorridor der Umspannplattform von N-3.8 sowie Flugkorridore der Plattform des bestehenden Windparks Nordsee One zu berücksichtigen.

Bei der Bepanung der Fläche N-7.2 sind nach derzeitigem Stand die An- und Abflugkorridore der Plattform NOR-6-3 und der in der größten

Teilfläche gelegenen Konverterplattform NOR-7-2 zu berücksichtigen.

Ein sicherer Flugbetrieb zu den Hubschrauberlandedecks setzt zudem eine ordnungsgemäße Kennzeichnung des Hubschrauberlandedecks selbst sowie bei Nacht der Flugwege (Turmanstrahlung) voraus. Letzteres ist ebenfalls vorgegeben (§ 26 der Eignungsfeststellung). Auf die Ausführungen in der Begründung zu den konkreten Vorgaben wird ergänzend verwiesen.

3.3.2.3 Windenbetriebsflächen

Ähnlich wie Offshore-Plattformen häufig mit einem Hubschrauberlandedeck ausgerüstet werden, werden auf Windenergieanlagen in der Regel Windenbetriebsflächen installiert, um auch diese für Reparatur- und Wartungsarbeiten oder in Notfällen kurzfristig erreichen zu können. Gleichzeitig sind Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen zur Gewährleistung eines zweiten Rettungsweges und damit zusätzlich zur Vermeidung von Gefahren für die körperliche Unversehrtheit der dort tätigen Personen erforderlich.

Hubschrauberwindenbetrieb stellt regelmäßig ein anspruchsvolles Flugmanöver dar, das mit einigen Risiken verbunden ist. Weil auf Offshore-Plattformen im Gegensatz zu Windenergieanlagen grundsätzlich die Möglichkeit besteht, für den Regelzugang neben einer Schiffsüberstiegsmöglichkeit auch ein Hubschrauberlandedeck einzurichten, ist die Einrichtung von Windenbetriebsflächen auf solchen zum Zwecke des Regelzugangs nicht zulässig (§ 23 Absatz 3 der Eignungsfeststellung). Soweit der Träger

des Vorhabens dort eine Windenbetriebsfläche zusätzlich für die Abwehr von Gefahren für Leib und Leben einrichten möchte (Rettungsfläche), muss diese ebenfalls mit einer geeigneten Kennzeichnung versehen sein, um das Risiko sowohl für den Windengast als auch für die Luftfahrzeugbesatzung zu minimieren. Entsprechende Vorgaben wurden daher in § 23 Absatz 4 der Eignungsfeststellung aufgenommen.

Für einen sicheren Hubschrauberwindenbetrieb ist ebenfalls eine geeignete Kennzeichnung und Ausgestaltung der Windenbetriebsfläche erforderlich, die durch Einbeziehung der „Gemeinsamen Grundsätze des Bundes und der Länder über Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen“ und nach deren Inkrafttreten der Bestimmungen des „Standards Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ vorgegeben wird (§ 23 Absatz 5 Eignungsfeststellung).

Das Havariekommando weist mit Stellungnahme vom 12.04.2021 hinsichtlich der Regelung 2.3 der „Gemeinsamen Grundsätze des Bundes und der Länder über Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen“²⁶ zum Mindestabstand zwischen Hubschrauberrotor und Rotor der Windenergieanlage darauf hin, dass es bei komplexen Schadenslagen planmäßig einen Hubschrauber vom Typ des sogenannten Super Puma (AS332-L1) einsetzt, der einen Rotordurchmesser von 15,60 m hat. Das Havariekommando schlug vor diesem Hintergrund vor, die Regelung dahingehend zu ergänzen, dass eine frühzeitige Abstimmung zwischen Vorhabensträger und Havariekommando stattfinden muss.

²⁶ 2.3 der Gemeinsamen Grundsätze des Bundes und der Länder über Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen vom 18. Januar 2012 (BAZ. Nummer 16, S. 338): „Zwischen Hubschrauberrotorkreis und der Rückseite der Rotorkreisfläche der Windenergieanlage ist ein Abstand von mindestens 5,0 m, einzuhalten (siehe [Abbildung 1](#)). Es ist empfehlenswert, wenn möglich, diesen Mindestabstand auf das 0,5-fache des Rotordurchmessers (RD) des Hubschraubers zu erhöhen. Bei der Bemessung des Abstandes

zwischen Hubschrauberrotor und dem Rotor der Windenergieanlage wird davon ausgegangen, dass sich der Windengast über dem Windentransferpunkt befindet. Durchdringen Hindernisse die Hindernisbegrenzungsfläche nach Nummer 2.10.2, ist das der Windenbetriebsfläche nächstliegende Hindernis an Stelle der Rotorkreisfläche der Windenergieanlage als Grundlage für die Abstandsbemessung zu verwenden“.

Von der Ergänzung des § 23 der Eignungsfeststellung wurden zur Vermeidung von Doppelregelungen abgesehen. Doppelregelungen können zu Widersprüchen führen, die insbesondere bei sicherheitsrelevanten Themen den verfolgten Zielen beider Regelungen zuwiderlaufen. Daher bleibt es bei den oben beschriebenen Verweisen des § 23 Absatz 5 der Eignungsfeststellung. Nach Nr. 2.2 der Gemeinsamen Grundsätze des Bundes und der Länder ist es ohnehin „empfehlenswert, für den Entwurf einer Windenbetriebsfläche einen Referenzhubschrauber festzulegen, welcher die höchsten Ansprüche an die Größe der Hubschrauber aufweist, für welche die Windenbetriebsfläche zur Nutzung einschließlich der Verletztenrettung bestimmt ist.“ Auch der SOLF soll umfassende Regelungen für die Offshore-Luffahrt (Luftverkehrsinfrastruktur) und deren Sicherheit treffen. Die Erarbeitung des SOLF erfolgt unter Berücksichtigung des Hubschrauberwindenbetriebs in Notfällen und der dafür eingesetzten Hubschrauber sowie unter umfassender Abwägung aller relevanten Belange. Hierdurch werden ausreichend alle Belange, die für die Eignung der Fläche relevant sein können, aus diesem Themenbereich abschließend abwägend geregelt. Daher kann eine Eignung festgestellt werden unter der Bedingung, dass zunächst die Gemeinsamen Grundsätze des Bundes und der Länder über Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen und ab Inkrafttreten der SOLF eingehalten wird. Entsprechende Vorgaben wurden daher in § 23 der Eignungsfeststellung aufgenommen.

Zum anderen sind konkrete Abstimmungen zu Vorhaben Sache der Planfeststellung und werden dort seitens des BSH berücksichtigt. In diesem Rahmen sowie auch im Rahmen des Vollzugs wird regelmäßig auch das Havariekommando beteiligt. Eine Zuweisung in der Eignungsfeststellung an den Träger des Vorha-

bens, sich außerhalb des oder neben dem Planfeststellungsverfahren mit dem Havariekommando abzustimmen, könnte ebenfalls zu Widersprüchen führen.

Auf die Ausführungen in der Begründung zu der Vorgabe wird ergänzend verwiesen.

3.3.2.4 Ergebnis

Der Bau von Offshore-Windparks auf den Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 wird die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht in der Weise erheblich beeinträchtigen, dass eine der Flächen aus diesem Grund ungeeignet ist. Die durch den Bau der Anlagen verursachten Beeinträchtigungen können vielmehr durch Vorgaben verhütet oder ausgeglichen werden.

3.4 Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 i. V. m. § 5 Abs. 3 Nr. 4 und § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 3 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigen.

Zudem besitzen die Wahrnehmung von Bündnisaufgaben im Rahmen kollektiver Sicherheitssysteme und der Erhalt der Funktionsfähigkeit der Streitkräfte Verfassungsrang. Entscheidend hierfür ist insbesondere die Unversehrtheit der in der Nord- und Ostsee vorhandenen militärischen Übungsgebiete.²⁷ Ob bereits die Beeinträchtigung von Randbereichen dieser Übungsgebiete eine erhebliche Beeinträchtigung der Belange der Landes- und Bündnisverteidigung darstellt, ist dabei abhängig von den Umständen des jeweiligen Einzelfalls.

Zudem sind Übungen zur Landes- und Bündnisverteidigung nicht auf militärische Übungsgebiete begrenzt, sondern finden auch darüber hinaus statt. Insbesondere für hierbei eingesetzte

²⁷ Schmälter in Theobald/Kühling, § 5 SeeAnIV, Rn. 38.

U-Boote stellen die baulichen Anlagen eine mögliche Gefahrenquelle für Kollisionen dar. Um diese Gefahr zu vermeiden, sind bauliche Anlagen mit Sonartranspondern zu kennzeichnen.

Während des Baus und des Betriebs der Anlagen werden vor allem zur Umsetzung von Vorgaben zur Untersuchung der hiermit verbundenen Umweltauswirkungen verschiedene Unterwassermessgeräte eingesetzt. Hiedurch kann es zur Erfassung von zum Teil als geheim eingestuft Informationen kommen. Um dies im Sinne der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung zu vermeiden, ist der Einsatz solcher Geräte auf das erforderliche Maß zu beschränken und dem Marinekommando rechtzeitig anzuzeigen.

Die zur Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffs- und Luftverkehrs vorgesehenen Maßnahmen dienen auch dem militärischen Verkehr.

3.4.1 Fläche N-3.5

Die Fläche liegt vollständig unterhalb des deutschen Gefahrengiets ED-D100 (Borkum) sowie des grenzüberschreitenden, zusammengezogenen Gefahrengiets EUC SEA 1. Dieses Übungsgebiet wird ab einer verhältnismäßig großen Höhe (5.500 ft. MSL) über dem Meeresspiegel genutzt, die Belange der Landes- und Bündnisverteidigung sind daher trotz der Überschneidung nicht betroffen.

Durch den Bau und den Betrieb von Windenergieanlagen auf der Fläche N-3.5 kommt es bei Einhaltung der Vorgaben nicht zu einer erheblichen Beeinträchtigung von militärischen Übungsgebieten.

Von einer Eignung der Fläche N-3.5 im Hinblick auf die Landes- und Bündnisverteidigung kann somit ausgegangen werden unter der Maßgabe, dass

- die auf der Fläche errichteten Anlagen an geeigneten Standorten mit Sonartranspondern gekennzeichnet werden und

- der Einsatz von akustischen, optischen, optronischen, magnetsensorischen, elektrischen, elektronischen, elektromagnetischen oder seismischen Unterwasser-Messgeräten dem Marinekommando rechtzeitig im Vorhinein angezeigt wird (§ 28 der Eignungsfeststellung).

3.4.2 Fläche N-3.6

Die Fläche liegt vollständig unterhalb des deutschen Gefahrengiets ED-D100 (Borkum) sowie des grenzübergreifenden, zusammengezogenen Gefahrengiets EUC SEA 1. Dieses Übungsgebiet wird ab einer verhältnismäßig großen Höhe (5.500 ft. MSL) über Meeresspiegel genutzt, die Belange der Landes- und Bündnisverteidigung sind daher trotz der Überschneidung nicht betroffen.

Durch den Bau und den Betrieb von Windenergieanlagen auf der Fläche kommt es nicht zu einer erheblichen Beeinträchtigung von militärischen Übungsgebieten, wenn

- die auf der Fläche errichteten Anlagen an geeigneten Standorten mit Sonartranspondern gekennzeichnet werden und
- der Einsatz von akustischen, optischen, optronischen, magnetsensorischen, elektrischen, elektronischen, elektromagnetischen oder seismischen Unterwasser-Messgeräten dem Marinekommando rechtzeitig im Vorhinein angezeigt wird (§ 28 der Eignungsfeststellung).

Von einer Eignung der Fläche N-3.5 im Hinblick auf die Landes- und Bündnisverteidigung kann somit unter Maßgabe dieser Vorgaben ausgegangen werden.

3.4.3 Fläche N-7.2

Für die Fläche N-7.2 erscheinen Belange der Landes- und Bündnisverteidigung nicht berührt.

Die Fläche liegt vollständig unterhalb des niederländischen Gefahrengiets EH-D05 sowie dem grenzübergreifenden, zusammengezogenen

Gefahrgebiet EUC SEA 1. Da es sich bei ersterem Gebiet um ein solches unter niederländischer Kontrolle handelt, wird diesbezüglich auf die Prüfung unter 3.8.5 (Internationale militärische Belange) verwiesen.

Von einer Eignung der Fläche N-7.2 im Hinblick auf die Landes- und Bündnisverteidigung kann somit ausgegangen werden unter der Maßgabe, dass

- die auf der Fläche errichteten Anlagen an geeigneten Standorten mit Sonartranspondern gekennzeichnet werden und
- der Einsatz von akustischen, optischen, optronischen, magnetsensorischen, elektrischen, elektronischen, elektromagnetischen oder seismischen Unterwasser-Messgeräten dem Marinekommando rechtzeitig im Vorhinein angezeigt wird (§ 28 der Eignungsfeststellung).

3.5 Vereinbarkeit mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 Nr. 2a i. V. m. § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 4 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten vereinbar sind.

Nach der gesetzlichen Begründung zu § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 4 WindSeeG liegen bergrechtliche Aktivitäten in der Regel nur dann vor, wenn eine tatsächlich genutzte Zulassung zum Abbau von Rohstoffen an einer bestimmten Stelle besteht. Das bloße Bestehen von großflächigen Aufsuchungserlaubnissen oder Bewilligungen begründet hingegen üblicherweise keine vorrangige bergrechtliche Aktivität.²⁸

Im Bereich der zu prüfenden Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 bestehen nach Kenntnis des BSH keine Zulassungen zum Abbau von Rohstoffen.

Die zu prüfenden Flächen sind insofern mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten vereinbar.

3.6 Vereinbarkeit mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 Nr. 2a i. V. m. § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 5 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen vereinbar sind.

Im Bereich des deutschen Festlandssockels verlaufen zahlreiche Seekabel und Rohrleitungen, deren Verlauf den neuesten amtlichen Seekarten des BSH zu entnehmen ist. Die tatsächlichen Kabellagen können von den Angaben in den Seekarten abweichen.

Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen (§ 5 Abs. 1 Nr. 7 WindSeeG) und grenzüberschreitende Stromleitungen (§ 5 Abs. 1 Nr. 9 WindSeeG) werden im FEP festgelegt. Für die weiteren Leitungen findet keine übergeordnete Fachplanung statt. Den Rahmen für diese Planungen bilden die Festlegungen der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- bzw. Ostsee.

Sowohl der FEP als auch die Raumordnungspläne treffen Festlegungen, die die Vereinbarkeit von Planungen mit bestehenden und geplanten Leitungen sicherstellen sollen. Dies sind insbesondere Vorgaben für einzuhaltende Abstände zu bestehenden bzw. geplanten Leitungen, zur Vermeidung von Kreuzungen und zur Ausführung von nicht vermeidbaren Kreuzungen.

Um die Eignung der zu prüfenden Flächen zu gewährleisten, sind auch bei der Planung und

²⁸ BT-Drs. 18/8860, S. 311.

Errichtung der Anlagen auf den Flächen Vorgaben erforderlich (§ 34 Absätze 1 bis 3 der Eignungsfeststellung):

- Im Umfeld von bestehenden Seekabeln und Rohrleitungen Dritter ist deren Sicherheit bei der Planung und Durchführung von Arbeiten zu berücksichtigen.
- Kreuzungen der parkinternen Verkabelung mit Kabeln oder Rohrleitungen Dritter sind, wenn möglich, zu vermeiden. In einem Schutzbereich von 500 m beiderseits von Kabeln oder Rohrleitungen Dritter dürfen grundsätzlich keinerlei Einwirkungen auf den Meeresboden vorgenommen werden. Hiervon abweichendes ist mit dem jeweiligen Eigentümer ggf. zu vereinbaren.
- Die im FEP festgelegten Trassen zur Anbindung von Konverterplattformen sowie 500 Meter beidseits dieser Trassen von einer Bebauung freizuhalten. Innerhalb von 500 m beidseits dieser Trassen dürfen keine parkinternen Seekabelsysteme verlegt werden. Der Träger des Vorhabens hat sicherzustellen, dass die parkinternen Seekabelsysteme die Trasse derjenigen Anbindungsleitung des Übertragungsnetzbetreibers, die die jeweilige Fläche anbindet, nicht kreuzen.

Ergänzend wird auf die Begründung dieser Vorgaben in der Eignungsfeststellung verwiesen.

3.6.1 Fläche N-3.5

Parallel zum südlichen sowie teilweise zum westlichen Rand der Fläche legt der FEP 2020 die Trasse für das Gleichstrom-Seekabelsystem NOR-3-2 zur Anbindung der zwischen den Flächen N-3.6 und N-3.5 gelegenen Konverterplattform fest. Im Nordosten wird die Fläche durch die Gleichstrom-Seekabelsysteme „BorWin1“ und „BorWin2“ begrenzt. Parallel zur südlichen Ausragung der Fläche legt der FEP 2020 östlich die Trasse für das Drehstrom-Seekabelsystem zur Anbindung der Umspannplattform der Flä-

che N-3.8 an die Konverterplattform fest. Innerhalb der Fläche ist das Drehstrom-Netzanbindungssystem „Innogy Nordsee 3“ genehmigt. Nach derzeitigen Erkenntnissen wird von der Anbindung „Innogy Nordsee 3“ voraussichtlich kein Gebrauch gemacht.

Soweit die einleitend genannten Maßnahmen umgesetzt werden, erscheinen die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der Fläche N-3.5 mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen vereinbar.

3.6.2 Fläche N-3.6

Parallel zum östlichen Rand der Fläche N-3.6 legt der FEP 2020 die Trasse für die Anbindungsleitung „NOR-3-2“ fest. Parallel zum nordöstlichen Rand der Fläche verlaufen die in Betrieb befindlichen Anbindungsleitungen „BorWin1“ und „BorWin2“.

Soweit die einleitend genannten Maßnahmen umgesetzt werden, erscheinen die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der Fläche N-3.6 mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen vereinbar.

3.6.3 Fläche N-7.2

Die Fläche N-7.2 wird von Westen nach Osten durch die durch den FEP 2020 festgelegte Trasse für das Gleichstrom-Seekabelsystem sowie durch die darüber liegenden in Betrieb befindlichen Anbindungsleitungen „BorWin 1“ und „BorWin 2“ in nördliche und südliche Bereiche zerschnitten. Zudem zerschneidet von Südwesten in Richtung Nordosten das aktive Datenkabel „Atlantic Crossing 2“ die Fläche. Im östlichen Teil wird die Fläche durch das in Betrieb befindliche Gleichstrom-Seekabelsystem „NorNed“ von Norden nach Süden zerschnitten. Innerhalb des südlichen größten Teils der Fläche N-7.2 legt der FEP 2020 eine Trasse für das Gleichstrom-Seekabelsystem „NOR-7-2“ zur Anbin-

derung der in der Fläche gelegenen Konverterplattform fest. Weitestgehend parallel zum nordöstlichen Rand der Fläche liegt die aktive Erdgasleitung „Norpipe“.

Beim Bau von Kreuzungen von Seekabeln wird Hartsubstrat in den Boden eingebracht. Unter den Aspekten der Minderung des Eingriffs in die Meeresumwelt sollen Kreuzungen so weit wie möglich vermieden werden. Zum Anschluss der drei nördlichen Teile der Fläche an den durch den FEP 2020 festgelegten Standort der Konverterplattform der Anbindungsleitung „NOR-7-2“ im größten, südlich gelegenen Flächenteil wird jedoch die parkinterne Verkabelung die in Betrieb befindlichen Anbindungsleitungen „BorWin 1“ und „BorWin 2“ sowie die im FEP 2020 festgelegte Trasse für das Gleichstrom-Seekabelsystem von „NOR-6-3“ kreuzen müssen. Auch wird zum Anschluss des nordwestlichen und des südwestlichen Teils der Fläche das aktive Datenkabel „Atlantic Crossing 2“ gekreuzt werden müssen. Ferner wird der Anschluss des südöstlichen Teils der Fläche die Kreuzung des in Betrieb befindlichen Gleichstrom-Seekabelsystems „NorNed“ erfordern. Die Anzahl der Kreuzungen ist dabei auf das technisch notwendige Minimum zu begrenzen.

Auf Grundlage der Ermächtigung des § 12 Abs. 5 S. 2 WindSeeG kann im Rahmen der Eignungsfeststellung nicht angeordnet werden, dass der Eigentümer des jeweiligen Kabels die Kreuzung zu dulden hat. Die Kreuzung ist daher vom Träger des Vorhabens mit dem jeweiligen Eigentümer des betreffenden Kabels vertraglich zu vereinbaren.

Im Rahmen von Offshore-Projekten werden regelmäßig Kreuzungsbauwerke hergestellt. Für Kreuzungen wird auf den Planungsgrundsatz 4.4.4.5 des FEP 2020 verwiesen. Empfehlungen für die Herstellung von Kreuzungsbauwerken sind zudem z. B. in den Empfehlungen der European Subsea Cable Association (ESCA) und des International Cable Protection Committee

(ICPC) niedergelegt. Hinsichtlich der Anforderungen des Umweltschutzes wird insbesondere auf die Vorgabe des § 16 der Eignungsfeststellung verwiesen. Daher wird nach dem derzeitigen Kenntnisstand insofern nicht von einer Einschränkung der Eignung der betroffenen Teilflächen ausgegangen.

Hinsichtlich der durch den FEP 2020 innerhalb des größten Teils der Fläche festgelegten Trasse von „NOR-7-2“ zur Anbindung der Konverterplattform muss die sichere Verlegung und ggf. Reparatur der Kabelsysteme gewährleistet sein. Dies dient auch der zuverlässigen Netzanbindung des Offshore-Windparks auf der Fläche. Die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf der Fläche muss mit den bestehenden oder geplanten Offshore-Anbindungsleitungen des Übertragungsnetzbetreibers vereinbar sein. Deshalb darf im Trassenraum keine parkinterne Verkabelung verlegt werden und die Kreuzung der Trasse „NOR-7-2“ mit der parkinternen Verkabelung ist untersagt. Letzteres Verbot schließt zudem einen Eingriff in die Meeresumwelt durch das Einbringen von Hartsubstrat zur Herstellung einer Kabelkreuzung aus.

Soweit diese sowie die einleitend genannten Maßnahmen umgesetzt werden, erscheinen die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der Fläche N-7.2 mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen vereinbar.

3.7 Vereinbarkeit mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen

Eine Fläche ist gemäß § 10 Abs. 2 Nr. 2a i. V. m. § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 6 WindSeeG nur geeignet, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen

vereinbar sind. Nach § 5 Abs. 1 Nr. 6 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Standorte von Konverterplattformen und, soweit möglich, Umspannanlagen.

Um die Eignung der zu prüfenden Flächen zu gewährleisten, ist auch bei der Planung und Errichtung der Anlagen auf den Flächen eine Vorgabe erforderlich (§ 34 Absatz 4 der Eignungsfeststellung). In einem Schutzbereich von 1.000 m um den im FEP festgelegten Standort der Konverterplattform des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers dürfen grundsätzlich keine Windenergieanlagen errichtet werden. Ausnahmen hiervon sind im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber in einem Bereich von 500 bis 1.000 m um den Standort möglich. Arbeiten innerhalb des gesamten Schutzbereichs von 1.000 m dürfen nur im Einvernehmen mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber erfolgen.

3.7.1 Flächen N-3.5 und N-3.6

Zwischen den Flächen N-3.5 und N-3.6 legt der FEP 2020 einen Standort für eine Konverterplattform mit dem 66-kV-Anbindungskonzept der Anbindungsleitung „NOR-3-2“ fest.

Nach dem Planungsgrundsatz 4.4.1.6 des FEP 2020 („Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen“), ist zwischen Offshore-Plattformen und den nächstgelegenen Windenergieanlagen ein Abstand von mindestens 500 m einzuhalten, soweit die Baugrundverhältnisse nicht größere Abstände erfordern. Im Bereich von Umspann- und Konverterplattformen ist aufgrund des Einzugs einer Vielzahl von Kabelsystemen sicherzustellen, dass ausreichend Raum für die Führung der Seekabelsysteme des Übertragungsnetzbetreibers zur Verfügung steht. Das Freihalten dieses Abstands um den Plattformstandort gewährleistet, dass neben der Plattform ausreichend Raum bei der Errichtung oder Reparatur für Jack-up- oder sonstige Bauschiffe vorhanden ist

und die parkinterne Verkabelung an die Plattform herangeführt werden kann. Der zu Konverterplattformen mit dem 66 kV-Direktanbindungskonzept erforderliche Abstand geht über den im Planungsgrundsatz 4.4.1.6 des FEP 2020 geregelten Mindestabstand von 500 m hinaus (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.3.2 des FEP 2020). Er beträgt grundsätzlich 1.000 m. Diese Plattformen sind größer als etwa die Plattformen mit dem 155-kV-Anbindungskonzept. Auch ist ein größerer Abstand erforderlich, da eine gegenüber anderen Plattformen größere Anzahl an Kabeln einzuziehen ist. Der größere Abstand stellt insbesondere sicher, dass Reparaturen der Kabel und der Plattform möglich sind.

Im Einzelfall kann der Abstand von Windenergieanlagen zur Konverterplattform unter 1.000 m liegen, sofern ein Mindestabstand von 500 m eingehalten wird. Eine solche Reduzierung des Abstandes ist nur im Einvernehmen mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber möglich. Aufgrund der räumlichen Nähe zwischen Windpark, den Anbindungsleitungen und Plattformen erwächst ein hoher Abstimmungsbedarf zwischen dem Vorhabensträger des Windparks und dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber.

Werden diese Maßnahmen umgesetzt, bestehen keine grundsätzlichen Bedenken hinsichtlich der Vereinbarkeit von Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen auf den Flächen N-3.5 und N-3.6 mit diesem im FEP 2020 festgelegtem Standort für die Konverterplattform.

3.7.2 Fläche N-7.2

In der Fläche N-7.2 legt der FEP 2020 einen Standort für eine Konverterplattform dem 66-kV-Anbindungskonzept der Anbindungsleitung „NOR-7-2“ fest. Dieser Standort liegt etwa mittig im größten, südlich gelegenen Teil der Fläche.

Nach dem Planungsgrundsatz 4.4.1.6 des FEP 2020 („Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen“), ist zwischen Offshore-Plattformen und den nächstgelegenen Windenergieanlagen ein

Abstand von mindestens 500 m einzuhalten, soweit die Baugrundverhältnisse nicht größere Abstände erfordern. Im Bereich von Umspann- und Konverterplattformen ist aufgrund des Einzugs einer Vielzahl von Kabelsystemen sicherzustellen, dass ausreichend Raum für die Führung der Seekabelsysteme des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers zur Verfügung steht. Das Freihalten dieses Abstands um den Plattformstandort gewährleistet, dass neben der Plattform ausreichend Raum bei der Errichtung oder Reparatur für Jack-up- oder sonstige Bauschiffe vorhanden ist und die parkinterne Verkabelung an die Plattform herangeführt werden kann. Der zu Konverterplattformen mit dem 66-kV-Anbindungskonzept erforderliche Abstand geht über den im Planungsgrundsatz 4.4.1.6 des FEP 2020 geregelten Mindestabstand von 500 m hinaus (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.3.2 des FEP 2020). Er beträgt grundsätzlich 1.000 m. Diese Plattformen sind größer als etwa die Plattformen mit dem 155-kV-Anbindungskonzept. Auch ist ein größerer Abstand erforderlich, da eine gegenüber anderen Plattformen größere Anzahl an Kabeln einzuziehen ist. Der größere Abstand stellt insbesondere sicher, dass Reparaturen der Kabel und der Plattform möglich sind.

Im Einzelfall kann der Abstand von Windenergieanlagen zur Konverterplattform unter 1.000 m liegen, sofern ein Mindestabstand von 500 m eingehalten wird. Eine solche Reduzierung des Abstandes ist nur im Einvernehmen mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber möglich. Aufgrund der räumlichen Nähe zwischen Windpark, den Anbindungsleitungen und Plattformen erwächst ein hoher Abstimmungsbedarf zwischen dem Vorhabensträger des Windparks und dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber.

Werden diese Maßnahmen umgesetzt, bestehen keine grundsätzlichen Bedenken hinsichtlich der Vereinbarkeit von Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen auf der Fläche N-7.2

mit diesem geplanten Standort für die Konverterplattform.

3.8 Kein Entgegenstehen anderer Anforderungen nach diesem Gesetz und sonstiger öffentlich-rechtlicher Bestimmungen bzw. sonstiger überwiegender öffentlicher oder privater Belange

Abschließend sind keine öffentlich-rechtlichen Bestimmungen, überwiegende öffentlich-rechtliche oder private Belange bzw. sonstige Anforderungen nach dem WindSeeG ersichtlich, die einer Eignung der Flächen entgegenstehen.

Gemäß der Vorgabe aus § 10 Abs. 2 Nr. 2a i.V.m. § 48 Abs. 4 S.1 Nr. 8 WindSeeG bzw. 10 Abs. 2 Nr. 1 i.V. m. § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG hat in diesem Rahmen eine Interessenabwägung mit sonstigen öffentlichen und privaten Belangen zu erfolgen.

Als sonstige erhebliche Belange kommen vorliegend in Betracht:

- Fischerei und marine Aquakultur;
- Natur- und Artenschutz sowie kulturelles Erbe, soweit nicht bereits im Rahmen der Prüfung der Gefährdung der Meeresumwelt berücksichtigt;
- Militärische Belange, soweit nicht im Rahmen der Prüfung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung berücksichtigt;
- Belange privater Dritter in Bezug auf sonstige Nutzungen (Bergbau, Kabel, Leitungen, benachbarte Windenergieanlagen, Tourismus) soweit nicht im Rahmen der Prüfung der Ausschlusskriterien berücksichtigt.

Als sonstige Anforderungen nach dem WindSeeG bzw. sonstiger öffentlich-rechtlicher Bestimmungen kommen zudem die Festlegungen

des FEP 2020, die Bestimmungen zum Sicherheits- und Gesundheitsschutz und die Bestimmungen zum Katastrophenschutz in Betracht.

3.8.1 Flächenentwicklungsplan

Der FEP wurde erstmals am 28.06.2019 öffentlich bekannt gemacht (FEP 2019). Durch die Änderung des WindSeeG vom 10.12.2020, mit der der Ausbaupfad für die Windenergie auf See auf 20 GW bis 2030 angehoben wurde, war die Fortschreibung und Änderung des FEP 2019 erforderlich. Am 18.12.2020 wurde die erste Fortschreibung des FEP veröffentlicht (FEP 2020). Der FEP ist für Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren u. a. für die Zulassung der Errichtung und des Betriebs von Windenergieanlagen auf See auf den hier geprüften Flächen verbindlich.

Der FEP 2020 legt zum einen Gebiete mit Flächen und die zeitliche Reihenfolge fest, in der die festgelegten Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, einschließlich der Benennung der jeweiligen Kalenderjahre und des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, § 5 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 WindSeeG. Diese Festlegungen bilden den Rahmen für die gegenständliche Prüfung.

Zudem wird im FEP die auf den festgelegten Flächen voraussichtlich zu installierende Leistung bestimmt, § 5 Abs. 1 Nr. 5 WindSeeG. Diese voraussichtlich zu installierende Leistung ist im Rahmen der Voruntersuchung zu konkretisieren und als Ergebnis der Eignungsprüfung festzustellen. Zur Prüfung der zu installierenden Leistung wird auf Kapitel 1 verwiesen. In Bezug auf die zu installierende Leistung sieht das WindSeeG eine Prüfung der explizit vorläufigen Festlegungen des FEP im Rahmen der Eignungsprüfung vor.

Weitere Festlegungen des FEP beziehen sich auf Trassen für Kabelsysteme und Standorte für Plattformen, § 5 Abs. 1 Nr. 6 bis 10 WindSeeG, sowie standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze. Der Zuschnitt der Flächen

im FEP 2020 berücksichtigt bereits einen Großteil der räumlichen Festlegungen und Planungsgrundsätze. Etwa wurden die in Planungsgrundsätzen festgelegten Abstände zwischen Trassen oder Standorten und Anlagen des auf der Fläche zu errichtenden Windparks bereits bei deren Zuschnitt berücksichtigt. Dies ist jedoch nicht in jedem Fall möglich bzw. ergeben sich aufgrund des Planungsmaßstabs des FEP 2020 von 1:400.000 Ungenauigkeiten, die erst im Rahmen der Feinplanung auf Ebene der jeweiligen Planfeststellungsverfahren abschließend geklärt werden können.

Um insofern sicherzustellen, dass die Anforderungen des FEP 2020 einer Eignung der Fläche nicht entgegenstehen, sind insbesondere die folgenden Maßnahmen, die sich auf Planungsgrundsätze des FEP beziehen, erforderlich und werden vorgegeben:

- Freihalten von Flugkorridoren;
- Berücksichtigung eines Schutzbereichs um Kabel oder Rohrleitungen Dritter von regelmäßig 500 m;
- Vermeidung von Kreuzungen mit Kabeln oder Rohrleitungen Dritter;
- Abstand zu Windenergieanlagen benachbarter Flächen von mindestens dem Fünffachen des jeweils größeren Rotordurchmessers.

3.8.2 Sicherheits- und Gesundheitsschutz/ Katastrophenschutz

Der Sicherheits- und Gesundheitsschutz aller in dem späteren Offshore-Windpark tätigen Personen ist ein sonstiger überwiegender öffentlicher Belang i. S. d. § 10 Absatz 2 Nummer 1 i. V. m. § 5 Absatz 3 Satz 1 WindSeeG, die Vorschriften zu Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit sind sonstige öffentlich-rechtliche Bestimmungen i. S. d. § 10 Absatz 2 Nummer 2a i. V. m. § 48 Absatz 4 Satz 1 Nummer 8 WindSeeG. Eine Eignung der Fläche für die Errichtung und den Be-

trieb eines Offshore-Windparks ist daher nur gegeben, wenn die Einhaltung der Anforderungen des Sicherheits- und Gesundheitsschutzes gewährleistet ist.

Für Arbeitgeber ist auch in der AWZ das Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG) anzuwenden, siehe § 1 Absatz 1 Satz 2 ArbSchG. Der Träger eines Vorhabens ist allerdings nicht immer zugleich Arbeitgeber. Für den Träger des Vorhabens werden daher eigenständige Pflichten begründet; zu seinen Pflichten als Arbeitgeber siehe § 3 ArbSchG.

Zu den Vorschriften zum Schutz von Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit gehören neben dem Arbeitsschutzgesetz und den darauf basierenden Verordnungen die Unfallverhütungsvorschriften der Unfallversicherungsträger und das Gesetz über überwachungsbedürftige Anlagen. Technische und Arbeitsmedizinische Regeln konkretisieren die Arbeitsschutzverordnungen. DGUV Informationen enthalten Hinweise und Empfehlungen, die die praktische Anwendung des Arbeitsschutzrechts erleichtern sollen.

Angesichts der besonderen Umgebungsbedingungen der Offshore-Anlagen bei Planung, Errichtung, Betrieb und Rückbau sind zum Schutz der dort tätigen Personen insbesondere folgende Punkte der deutschen Vorschriften zur Sicherheit und zum Gesundheitsschutz bei der Arbeit zu berücksichtigen:

1. der Brand- und Explosionsschutz,
2. die Notfallkommunikation und Evakuierung,
3. die primäre Erste Hilfe,
4. die technische Rettung von verletzten oder erkrankten Personen aus allen Bereichen des Windparks sowie
5. die unverzügliche notfallmedizinische Versorgung bei der Rettung und der weiterführenden Behandlung.

Entsprechende Vorgaben wurden in die Eignungsfeststellung aufgenommen (§§ 29 bis 33). Ergänzend wird auf die Begründung dieser Vorgaben in der Eignungsfeststellung verwiesen.

3.8.3 Fischerei und marine Aquakultur

Es besteht kein überwiegendes Interesse der Fischerei, das einer Eignung der Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 entgegensteht.

Wie in den Umweltberichten festgestellt, werden die Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 zum heutigen Zeitpunkt für die Fischerei genutzt. Mit der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen auf den Flächen, sowohl von Windenergieanlagen bzw. Plattformen als auch durch die parkinterne Verkabelung, werden für bestimmte Arten der Fischerei schon allein zum Schutz der Integrität der Anlagen Einschränkungen des Betätigungsfelds verbunden sein.

Für Windpark-Flächen richtet die Planfeststellungsbehörde regelmäßig mit Beginn der Bauphase gem. § 53 WindSeeG eine Sicherheitszone ein. Sicherheitszonen dürfen gem. §§ 53 WindSeeG i.V.m. § 7 Abs. 2 VO-KVR grundsätzlich nicht befahren werden. Nach dem ROP 2021 sollen Fischereifahrzeuge Windparks auf dem Weg zu ihren Fanggründen durchfahren können. Die passive Fischerei mit Reusen und Körben soll in den Sicherheitszonen der Windparks möglich sein; dies gilt jedoch nicht für den Bereich, der von den äußeren Anlagen des Windparks umgrenzt wird, und nicht für den unmittelbaren Nahbereich der äußeren Anlagen. Vorgenanntes gilt soweit Bau, Betrieb und Wartung der Windparks so wenig wie möglich beeinträchtigt werden, und vorbehaltlich entgegenstehender fachrechtlicher Regelungen (vgl. Ziffer 2.2.2 (4) ROP 2021).

Die GDWS erlässt regelmäßig für die Sicherheitszonen gem. § 53 WindSeeG i. V. m. § 7 Abs. 2 und 3 VO-KVR eine Befahrensregelung. Diese schließt das Befahren der Sicherheitszone für andere als Baufahrzeuge regelmäßig

während der Bauphase aus. Für die Betriebsphase prüft und regelt die GDWS unter anderem, ob und inwieweit das Befahren von Fahrzeugen mit einer maximalen Rumpflänge von 24 m zugelassen werden kann. Bislang erfolgte aus Gründen der Sicherheit in der Sicherheitszone regelmäßig ein Verbot der Fischerei oder der Nutzung von bestimmtem Fischereigerät (wie Angeln, Grund-, Schlepp- und Treibnetze oder ähnlichem Gerät) sowie des Ankerns. Teilweise ist passive Fischerei mit Körben und Reusen in der Sicherheitszone außerhalb der bebauten Windparkflächen davon ausgenommen, soweit sich die passiven Fischereigeräte auf dem Meeresboden befinden.

Die Fischerei ist aufgrund dieser Beschränkungen regelmäßig als privater Belang berührt.

In der Vergangenheit haben Fischereiverbände darauf hingewiesen, dass durch die von Windenergieanlagen auf See verursachten Einschränkungen für die Fischerei eine Beeinträchtigung ihres wirtschaftlichen und damit privaten Interesses gegeben sei. Vor dem Hintergrund der großräumigen Inanspruchnahme weiterer Gebiete für die Energiegewinnung wird das für die Raumordnung zuständige Bundesministerium mit den für Fischerei und Schifffahrt zuständigen Bundesministerien ein Forschungsvorhaben durchführen. In diesem wird wissenschaftlich untersucht und anhand konkreter Fallkonstellationen geprüft, ob und inwieweit eine gemeinsame Nutzung von Flächen durch die Windenergie auf See und die Fischerei im Hinblick auf Sicherheitsbelange ermöglicht werden kann, und zwar sowohl in Bezug auf die passive als auch die aktive Fischerei (vgl. Begründung zu (4) ROP 2021).

Auf Grundlage der dargestellten rechtlichen Rahmenbedingungen und bisherigen Praxis ist damit zu rechnen, dass sich die Fischereiintensität auf den Flächen N-7.2, N-3.5 und N-3.6 verringern wird. In welchem Ausmaß die Fischerei

im Einzelnen eingeschränkt werden wird, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht feststellen. Nach den Ergebnissen der Eignungsprüfung ist zur Sicherheit der Schifffahrt für die Flächen eine Sicherheitszone um einen Offshore-Windpark einzurichten und aufrechtzuerhalten (siehe Kapitel 3.3.1), dies führt aber nicht zwingend zum Ausschluss jeglicher Fischerei. Die konkreten Projektparameter werden im Planfeststellungsverfahren geprüft. Form und Umfang fischereilicher Nutzung hängen insbesondere von der zukünftigen Befahrensregelung der GDWS ab. Insbesondere könnte passive Fischerei mit Reusen und Körben außerhalb des Bereichs der Sicherheitszone, in dem sich die Anlagen selbst befinden, möglich sein.

In einer im Rahmen der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung eingegangenen Stellungnahme wird erklärt, die Fischerei der Nordsee sei durch verschiedene Gebietsausweisungen in den vergangenen Jahren erheblich beeinträchtigt worden. Diese kumulativen Effekte müssten in der Eignungsprüfung Berücksichtigung finden. Das Vorhaben dürfe nicht isoliert betrachtet werden.

Eine weitere Stellungnahme weist auf die Beeinträchtigung der Fischerei durch den zunehmend konkurrierenden Nutzungsdruck in der Nord- und Ostsee einschließlich der hier betroffenen Gebiete hin. Dies sei für viele Fischereibetriebe potentiell existenzgefährdend. Die einzig sinnvolle Möglichkeit zum Ausgleich von Windenergie und Fischerei sei die Ko-Nutzung der Flächen. Dass die Mehrfachnutzung von Flächen möglich sei, zeigten die Regelungen und Praxis in Dänemark und Großbritannien. Im Rahmen der Eignungsprüfung sei eine Fläche nur geeignet, wenn die Möglichkeit zur Ko-Nutzung bestehe. Die Stellungnahme bittet um Aufnahme einer Vorgabe in die Eignungsfeststellung, nach der die Bauweise eine spätere Ko-Nutzung ermöglichen muss.

Der Schwerpunkt der Eignungsprüfung liegt, im Gegensatz zu den Ebenen der Raumordnung

und des FEP, die auch Nutzungskonflikte großräumig und übergreifend betrachten, auf der Betrachtung der konkreten Fläche. Es ist auch unter Berücksichtigung der bestehenden oder genehmigten Windparks des jeweils umliegenden Gebiets (N-3 bzw. N-7) nicht ersichtlich oder im Rahmen des Verfahrens der Strategischen Umweltprüfung vorgebracht, dass die Fischerei auf die Flächen N-3.5 und N-3.6 oder auf die Fläche N-7.2 angewiesen wäre. Die derzeit in den Flächen N-7.2, N-3.5 und N-3.6 stattfindende Fischerei ist nicht ortsgebunden und kann grundsätzlich auch außerhalb der genannten Flächen operieren. Eine großräumige flächen- und gebietsübergreifende Betrachtung ist Gegenstand der vorgenannten Ebenen der Raumordnung und des FEP.

Auch wenn die Fischerei auf den Flächen umfassend ausgeschlossen werden sollte, ist vor dem Hintergrund der im Rahmen der Eignungsprüfung anzulegenden Betrachtung nicht ersichtlich, dass dies die Eignung der Flächen in Frage stellen würde und bereits in der Eignungsfeststellung Vorgaben erforderlich wären.

Eine weitere Stellungnahme erklärt, Sperr- und Sicherheitszonen seien zu minimieren oder abzuschaffen. Aktive und passive Fischerei und die Fischerei über Leitungstrassen sollten grundsätzlich möglich sein. Erforderliche neue Infrastrukturmaßnahmen seien entlang bestehender Trassen zu führen und dürften nicht zu weiteren Einschränkungen führen. Auch solle die Aufhebung von Befahrensverboten geprüft werden. Innerhalb der Windparks sollten Aqua- und Marikulturen ermöglicht werden. Ferner seien die ökologischen Grundlagen wichtiger kommerzieller Fischerarten, d. h. Laich- und Aufwuchsgebiete, zu sichern. Zusammenfassend führt die Stellungnahme diese und weitere Aspekte an, die im Planfeststellungsverfahren für die Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 geprüft werden sollten. Ergänzend zu den vorgenannten Aspekten nennt die Stellungnahme die Prüfung der Überdeckung von Seekabeln und der Erforderlichkeit

diesbezoglicher Sperrzonen sowie der Aufhebung von Sicherheitsabständen für Fischereifahrzeuge.

Auf Ebene der Eignungsfeststellung werden hinsichtlich der Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 weder Vorgaben zu einer Einschränkung noch zu einer Ermöglichung der Fischerei gemacht. Wie oben ausgeführt ist selbst bei einem vollständigen Ausschluss der Fischerei auf den Flächen nicht ersichtlich, dass dies die Eignung in Frage stellen würde. Entsprechende Vorgaben in der Eignungsfeststellung sind daher nicht angezeigt. Einige der genannten Aspekte werden zudem von vorne herein auf anderen Ebenen geregelt.

Die Trassenführungen für die Anbindungsleitungen von Offshore-Windparks sind nicht Regelungsgegenstand der Eignungsprüfung, sondern werden bereits durch den FEP nach den dortigen Grundsätzen festgelegt. Eine gebündelte Verlegung von Kabeln ist ebenfalls im FEP vorgesehen. Auf Ebene der Eignungsprüfung und -feststellung ist bereits eine gewisse Überdeckung der parkinternen Verkabelung zum Schutz der Meeresumwelt vorgesehen (§ 5 der Eignungsfeststellung).

Die konkrete Prüfung, ob und welche Form der Fischerei innerhalb der Flächen unter Abwägung der verschiedenen Belange möglich ist, kann erst bei Kenntnis der konkreten Projektparameter, damit frühestens im Planfeststellungsverfahren erfolgen. So erfolgt auch die Einrichtung einer Sicherheitszone erst mit Beginn der Bauphase. Die dortige Befahrensregelung obliegt der GDWS.

Wie jeweils in Kapitel 4.5 der Umweltberichte für die Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 dargelegt, können alle drei Flächen als Laich- und Aufwuchshabitat dienen. Bau und Betrieb haben jedoch keine erheblichen nachteiligen Auswirkungen auf Fische und deren Laich- sowie Aufwuchsstätten. Sollten sich zukünftig gegenteilige Hinweise ergeben, wird dies im Planfeststellungsverfahren berücksichtigt.

3.8.4 Natur-/Artenschutz und kulturelles Erbe und Tourismus

Die Belange des Natur- und Artenschutzes, die Belange des kulturellen Erbes sowie die Belange des Tourismus (u. a. hinsichtlich des Landschaftsbildes) wurden bereits im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung untersucht. Erhebliche Auswirkungen auf diese Belange wurden – teilweise unter der Voraussetzung der Aufnahme von Vorgaben – verneint.

So liegen in Bezug auf das kulturelle Erbe in den Flächen N-3.5 und N-3.6 keine Hinweise auf Wracks oder andere schützenswerte Kulturgüter vor. In und neben der Fläche N-7.2 ist hingegen jeweils ein Schiffswrack bekannt. Zu Kulturgütern wurden Vorgaben aufgenommen.

Für den Tourismus wurde festgestellt, dass die Flächen wegen ihrer Entfernung zu den Küsten und Inseln und wegen der Vorbelastungen durch vorhandene Windparks bereits jetzt keine herausragende Bedeutung haben. bzw. die Nutzung durch die Errichtung nicht wesentlich eingeschränkt wird.

Zum Schutz der Schweinswale wurden wiederum Vorgaben aufgenommen.

Auf die Ausführungen in den Umweltberichten, im Kapitel 3.2 sowie in den Begründungen zu den schutzgutbezogenen Vorgaben wird verwiesen.

3.8.5 Internationale militärische Belange

3.8.5.1 Flächen N-3.5 und N-3.6

Für die Flächen N-3.5 und N-3.6 erscheinen internationale militärische Belange nicht berührt. Hinsichtlich des grenzübergreifenden, zusammengezogenen Gefahrgebiets EUC SEA 1 wird auf die Ausführungen in den Kapiteln 3.4.1 und 3.4.2 verwiesen.

3.8.5.2 Fläche N-7.2

Die Fläche liegt vollständig unterhalb des niederländischen Gefahrgebiets EH-D05 sowie des grenzübergreifenden, zusammengezogenen Gefahrgebiets EUC SEA 1. Dieses Übungsgebiet wird ab der Flugfläche 055²⁹ genutzt, internationale militärische Belange sind daher trotz der Überschneidung nicht betroffen. Durch den Bau und den Betrieb von Windenergieanlagen auf der Fläche kommt es insofern nicht zu einer erheblichen Beeinträchtigung dieser militärischen Übungsgebiete.

Von einer Eignung der Fläche N-7.2 im Hinblick auf internationale militärische Belange kann somit ausgegangen werden unter der Maßgabe, dass

- die auf der Fläche errichteten Anlagen an geeigneten Standorten mit Sonartranspondern gekennzeichnet werden und
- der Einsatz von akustischen, optischen, optronischen, magnetischen, elektrischen, elektronischen, elektromagnetischen oder seismischen Unterwasser-Messgeräten dem Marinekommando rechtzeitig im Vorhinein angezeigt wird (§ 28 der Eignungsfeststellung).

3.8.6 Kein Entgegenstehen überwiegender privater Belange

Es sind keine überwiegenden privaten Belange ersichtlich, die der Eignung der Flächen N-3.5, N 3.6 oder N-7.2 entgegenstehen.

Als private Rechte, die generell durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen beeinträchtigt sein können, kommen das Privateigentum an den errichteten und verlegten Anlagen oder das Recht am eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb in Betracht.³⁰ Dabei

²⁹ Flugfläche 055 entspricht der auf 1013,25 hPa bezogenen barometrischen Höhe von 5500 Fuß (1676,40 Meter).

³⁰ Schmälter in Theobald/Kühling, § 5 SeeAnIV, Rn. 62.

wäre eine Eignung nicht schon dann abzulehnen, wenn Belange privater Dritter überhaupt betroffen wären. Vielmehr müssen die Belange gegenüber dem Interesse an der Feststellung der Eignung, damit an der Errichtung und dem Betrieb eines Offshore-Windparks auf der Fläche überwiegen.

3.8.6.1 Sonstige bergrechtliche Aktivitäten

Während als „vorrangige bergrechtliche Aktivität“ entsprechend Kapitel 3.5 nur eine tatsächlich genutzte Zulassung zum Abbau von Rohstoffen an einer bestimmten Stelle zu werten ist, können auf einer Fläche auch andere, dem tatsächlichen Abbau vorgelagerte Aktivitäten geplant oder zugelassen sein, etwa Aufsuchungserlaubnisse oder Bewilligungen der zuständigen Behörde. Liegen entsprechende Aktivitäten bzw. deren Planungen vor, sind diese entsprechend § 10 Abs. 2 Nr. 1 i. V. m. § 5 Abs. 3 S. 1 Wind-SeeG als privater Belang daraufhin zu prüfen, ob sie einer Eignung der Fläche entgegenstehen.

Für die Flächen N-3.5, N-3.6 und die Fläche N-7.2 liegen derzeit keine Informationen zu nicht-vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten vor.

3.8.6.2 Benachbarte Offshore-Windparkvorhaben

Überwiegende Belange der jeweils benachbarten Offshore-Windparks, die gegen eine Eignung sprechen, sind nicht ersichtlich.

Etwaigen Beeinträchtigungen der Standsicherheit (bei der es sich auch eher um einen öffentlichen Belang handelt) wird durch die Vorgabe von Mindestabständen zu den Windenergieanlagen benachbarter Vorhaben vorgebeugt (§ 35 der Eignungsfeststellung).

Relevante Ertragseinbußen durch Nachlaufeffekte sind für die zu prüfenden Flächen ebenfalls nicht zu erwarten und würden zudem keinen Eingriff in das Recht am eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb darstellen. Die dafür erforderliche Betriebsbezogenheit umfasst nur unmittelbare Eingriffe, die sich gegen den Betrieb als solchen richten und nicht nur vom Betrieb ohne weiteres ablösbare Rechte oder Rechtsgüter betreffen.³¹ Reine Vermögensschäden wären davon nicht erfasst.

³¹ BGHZ 29, 65, 74.

4 Bestimmung der zu installierenden Leistung

Für jede Fläche, deren Eignungsprüfung ergibt, dass sie zur Ausschreibung geeignet ist, ist nach § 12 Abs. 5 S. 1 WindSeeG für die spätere Ausschreibung durch die BNetzA die zu installierende Leistung auf der Fläche durch Rechtsverordnung festzustellen.

Hierfür ist im Rahmen der Eignungsprüfung von Flächen eine Gesamtschau vorzunehmen und die im FEP festgelegte voraussichtlich zu installierende Leistung zu konkretisieren³². Die Bestimmung der zu installierenden Leistung hat insbesondere die nach dem FEP auf der Fläche voraussichtlich zu installierende Leistung als wesentliches Element der Ausbausteuerung zu berücksichtigen. Weiter soll auch das Zusammenspiel zwischen der für die Anbindung der Fläche vorgesehenen Offshore-Anbindungsleitung, der zu installierenden oder schon installierten Leistung auf anderen Flächen (v. a. solcher, die über dieselbe Sammelanbindung angeschlossen werden sollen) und den gleichmäßigen Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See berücksichtigt werden. Der Stand von Wissenschaft und Technik zum möglichen Umfang der installierten Leistung auf Flächen ist zu berücksichtigen, wobei wesentlicher Indikator die zum Zeitpunkt der Eignungsfeststellung tatsächlich realisierten Bauvorhaben sind. Gleichzeitig sollen aber auch mögliche Erweiterungen durch den bis zur Errichtung noch zu erwartenden technischen Fortschritt einkalkuliert werden.

4.1 Fläche N-3.5

Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2020 wurde für die Fläche N-3.5 ein Leistungspotenzial von etwa 420 Megawatt (MW) ermittelt.

Im Rahmen der Eignungsprüfung haben sich für die Fläche N-3.5 keine Änderungen gegenüber dem FEP 2020 ergeben, die eine Anpassung der zu installierenden Leistung ermöglichen oder erfordern. Für die Fläche N-3.5 wird eine zu installierende Leistung von 420 MW bestimmt.

4.2 Fläche N-3.6

Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2020 wurde für die Fläche N-3.6 ein Leistungspotenzial von etwa 480 MW ermittelt.

Im Rahmen der Eignungsprüfung haben sich für die Fläche N-3.6 keine Änderungen gegenüber dem FEP 2020 ergeben, die eine Anpassung der zu installierenden Leistung erfordern. Für die Fläche N-3.6 wird eine zu installierende Leistung von 480 MW bestimmt.

4.3 Fläche N-7.2

Im FEP 2020 wurde die voraussichtlich auf der Fläche N-7.2 zu installierende Leistung gegenüber dem für die Fläche ermittelten Leistungspotenzial von etwa 1.050 MW auf 930 MW reduziert.

Als begrenzende Rahmenbedingung ist nach der Begründung des FEP 2020 die Übertragungskapazität der Gleichstrom-Anbindungsleitung NOR-7-2 und die aktuell verfügbare Anschlusskapazität am Netzverknüpfungspunkt Büttel zu berücksichtigen.

³² BT-Drs. 18/8860 vom 21. Juni 2016, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Geset-

zes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, S. 283.

Gemäß Stellungnahme der ÜNB zum FEP 2020 vom 20.07.2020 sei eine Erhöhung der Übertragungskapazität des entsprechenden Netzanbindungssystems NOR-7-2 technisch möglicherweise zu gewährleisten, jedoch würden die erforderlichen Anpassungen eine fristgerechte Fertigstellung des Netzanbindungssystems im Jahr 2027 voraussichtlich gefährden.

Die zum Zeitpunkt der Aufstellung des Entwurfes der Eignungsprüfung laufende Ausschreibung der Übertragungsnetzbetreiberin zum Anbindungssystem zeigte eine um 50 MW höhere als noch im FEP 2020 vorausgesehene Anbindungskapazität auf. Mit den aktuellen Erkenntnissen der Übertragungsnetzbetreiberin ist bei einer Erhöhung um 50 MW keine Gefährdung der fristgerechten Fertigstellung und Netzanbindung festgestellt worden.

Nach Durchführung des Beteiligungsverfahrens im Rahmen der SUP ist die Feststellung der zu installierenden Leistung entsprechend um diese höhere Anbindungskapazität auf 980 MW angehoben worden. Wie bereits im FEP 2020 festgestellt gibt die Fläche diese Kapazität her.

Begrenzende Rahmenbedingung bleibt dabei die Übertragungskapazität der Gleichstrom-Anbindungsleitung NOR-7-2 und die aktuell verfügbare Anschlusskapazität am Netzverknüpfungspunkt Büttel.

Darüber hinaus trug der ÜNB mit Stellungnahme zum FEP 2020 vom 20.07.2020 vor, dass durch eine Erhöhung der insgesamt am Netzverknüpfungspunkt Büttel angeschlossenen Erzeugungskapazität von mehr als 3 GW das sogenannte UCTE-Kriterium (Regelwerk der Entso-E policy 1) voraussichtlich verletzt werden würde. Für den Anschluss von mehr als 3 GW Erzeugungsleistung wären bauliche Maßnahmen zur Trennung der Netzanschlüsse erforderlich, welche am Standort Büttel aufgrund der vorhandenen Platzverhältnisse nicht umsetzbar erscheinen.

Zu der im FEP 2020 vorgenommenen Reduzierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung wurde im Rahmen der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung dahingehend Stellung genommen, dass die Reduzierung der zu installierenden Leistung gegenüber dem Leistungspotential die Offshore-Trasse nicht optimal ausgelastet werde. Die von der ÜNB angeführten technischen Gründe seien weder ausreichend noch maßgeblich. Hinsichtlich der benannten Grenze von 3 GW für den Netzverknüpfungspunkt Büttel würden die realen Fakten nicht berücksichtigt. In technischer Hinsicht könnten bei Überschreitung von Leistungsgrenzen Windenergieanlagen und -parks vom Netz genommen werden. Dies sei onshore Stand der Technik und geschehe im Rahmen des Einspeisemanagements. In physikalischer Hinsicht erklärt die Stellungnahme, Hintergrund der Netzkonzeption sei, dass die Gleichzeitigkeitsfaktoren der Kraftwerke berücksichtigt würden. Diese seien insgesamt deutlich unter 1. Offshore lieferten so gut wie nie alle Windenergieanlagen eines Parks die maximale Einspeiseleistung, auch käme es durch Reparaturen und Ausfälle zu einer Reduzierung. Aus der offshore Bilanz des ÜNB ließe sich für 2016 der Faktor 0,85 ermitteln. Rechtlich sollten Stromnetze die Grundlage für eine möglichst sichere, verbraucherfreundliche, preisgünstige, umweltverträgliche und effiziente Versorgung schaffen. Nicht gewollt sei der Netzausbau für die „letzte kWh“. Der Ausbau der Anbindungsleitungen offshore unterliege der Spitzenkappung. Der Faktor 0,85 sei daher weiter zu reduzieren, jedenfalls 3% Kappung der onshore Einspeisung sei für eine effiziente Auslastung einzuplanen. Schließlich werde in der norddeutschen Bucht die offshore Windleistung wegen der hohen Gleichzeitigkeit häufig abgeregelt. Da Leitungskapazitäten möglichst optimal zu nutzen und langfristige Planungen entsprechend auszurichten seien, solle die Trassenauslastung zum Zeitraum der tatsächlichen Umsetzung optimiert werden. Die Stellungnahme regt an, mittels einer Öffnungsklausel eine spätere Anpassung der zu

installierenden Leistung zu ermöglichen, um eine im Sinne des EnWG effiziente Auslastung der offshore Netzanbindungssysteme zu ermöglichen.

Nach aktuellen Erkenntnissen ist durch eine Erhöhung der zu installierenden Leistung für die Fläche N-7.2 auf 980 MW tatsächlich nicht zu befürchten, dass die insgesamt am Netzverknüpfungspunkt Büttel angeschlossenen Erzeugungskapazität 3 GW überstiegen und somit das sogenannte UCTE-Kriterium (Regelwerk der Entso-E policy 1) verletzt werden würde. Daher wurde diese Erhöhung im Sinne effizienter Auslastung der Anschlussleitungen auch vorgenommen. Allerdings würde nach der Stellungnahme der ÜNB zum FEP 2020 sowie nach aktuellen Erkenntnissen aus der Eignungsprüfung eine weitere Erhöhung der zu installierenden Leistung über 980 MW hinaus die insgesamt am Netzverknüpfungspunkt Büttel angeschlossenen Erzeugungskapazität von mehr als 3 GW das sogenannte UCTE-Kriterium (Regelwerk der Entso-E policy 1) voraussichtlich verletzen.

Hinzu kommt, dass die Zielrichtung des Onshore-Netzausbaus sich ganz grundsätzlich von denen des Netzausbaus zur Anbindung von Windenergieanlagen auf See unterscheidet. Im Gegensatz Maßnahmen an Land, die einem sicheren, bedarfsgerechten und zuverlässigen Netz dienen, bezweckt die Planung der Offshore-Anbindungssysteme allein den Ausbau von Sammelanbindungen zur Erschließung von Erzeugungsanlagen in Gestalt von Offshore-Windparks (BNetzA, „Bedarfsermittlung 2019 - 2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“, S. 73). Auch die Ausführungen zu den Gleichzeitigkeitsfaktoren beziehen sich auf ein Netz (-gebiet). Für die Punkt-zu-Punkt-Anbindungsleitung, an die ein einzelner Offshore-Windpark angeschlossen wird, kann der Faktor 0,85 nicht nachvollzogen werden. Auch im Hinblick auf die Kappung von Erzeugungsspitzen sind für die Anbindung von Windenergieanlagen auf See andere Kriterien maßgebend als für den

Netzausbau „an Land“. Zudem berücksichtigt die technische Auslegung von Offshore-Anbindungsleistungen regelmäßig Referenzlastprofile und nicht etwa eine dauerhafte Einspeisung der Nennleistung für den Nachweis über die zu erwartende maximale Sedimenterwärmung. Diese soll zur Vermeidung potenzieller Beeinträchtigungen der Meeresumwelt durch eine kabelinduzierte Sedimenterwärmung maximal 2 K betragen.

Eine öffnende Formulierung ist vor dem Hintergrund von § 10 Abs. 3 WindSeeG, vor allem mit Blick auf die Ausschreibung der Fläche, nicht möglich. Nach § 10 Abs. 3 WindSeeG wird die zu installierende Leistung auf der jeweiligen Fläche zur Bestimmung des Anteils der Fläche am Ausschreibungsvolumen bestimmt. Die Gesetzesbegründung spricht von einer Konkretisierung der im Flächenentwicklungsplan festgelegten voraussichtlich zu installierenden Leistung.

Aber auch ohne eine entsprechende Öffnung wird eine möglichst effiziente Auslastung des Netzanbindungssystems grundsätzlich durch das sogenannte „Overplanting“ möglich: Nach der Gesetzesbegründung zu § 24 Absatz 1 Nr. 2 WindSeeG sowie dem Planungsgrundsatz (4.4.2.4) zur Abweichung der tatsächlichen installierten Leistung des FEP 2020, besteht für den Träger des Vorhabens die Möglichkeit, über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus zusätzliche Anlagen zu installieren, sofern dies der Planfeststellungsbeschluss zulässt. Damit wäre eine effiziente Auslastung der Anbindungsleitung bzw. ein Ausgleich von Reparaturfällen möglich. Die Bestimmung der Anzahl der auf der Fläche zu installierenden Windenergieanlagen und ggf. einer über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinausgehenden Erzeugungsleistung erfolgt im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens.

Das in der Fläche N-7.2 befindliche Wrack erfordert keine weitere Reduktion der zu installierenden Leistung. Durch die erforderlichen Abstände zwischen den einzelnen Windenergieanlagen

und die Reduktion der zu installierenden Leistung auf 980 MW aufgrund der begrenzten Kapazität der Netzanbindung steht eine ausreichende Fläche für die Aufstellung der Windenergieanlagen zur Verfügung, sodass eine weitere Reduktion der zu installierenden Leistung nicht erforderlich ist.

Im Rahmen der Eignungsprüfung wurde somit für die Fläche N-7.2 eine um 50 MW höhere zu installierende Leistung als die im FEP 2020 fest-

gelegte voraussichtlich zu installierende Leistung ermittelt. Gleichwohl entspricht die Bestimmung der zu installierenden Leistung der im FEP informatorisch ausgewiesenen Kapazität der Fläche N-7.2 bis zu 1050 MW.

Im Rahmen der Eignungsprüfung haben sich somit für die Fläche N-7.2 in der Gesamtschau über die Erhöhung von 930 MW auf 980 MW hinaus keine Änderungen gegenüber dem FEP 2020 ergeben. Für die Fläche N-7.2 wird eine zu installierende Leistung von 980 MW bestimmt.

5 Gesamtergebnis

Die Flächen N-3.5, N-3.6 und N-7.2 sind bei Erfüllung und Einhaltung der in der Eignungsfeststellung aufgeführten Vorgaben für die Errichtung und den Betrieb

von Windenergieanlagen auf See und damit für die Ausschreibung der BNetzA in den Jahren 2022 und 2023 mit der unter Kapitel 4 bestimmten zu installierenden Leistung geeignet.

6 Quellenangaben

BRANDT, E./GAßNER, H. (Hrsg.), Seeanlagenverordnung - Kommentar, Berlin, 2002.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE (BSH), Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee. Hamburg, 2020.

BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR UND DIGITALE INFRASTRUKTUR (BMVI, ehemals BMVBW) „Genehmigungsrelevante Richtwerte für Offshore-Windparks – Bericht einer Arbeitsgruppe“, Bonn, 14.03.2005.

DAHLKE, C. "Genehmigungsverfahren von Offshore-Windenergieanlagen nach der Seeanlagenverordnung", NuR 2002, 472.

THEOBALD, CH./KÜHLING, J. (Hrsg.), Energierecht, 107. EL, München, Juli 2020.

DNV-GL im Auftrag des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie „Gutachterliche Stellungnahme gemäß § 12 Abs.3 WindSeeG - Voruntersuchung zur verkehrlich-schifffahrtspolizeilichen Eignung von Flächen in der AWZ der Nord- und Ostsee“, Hamburg, 06.12.2019.

GERMANISCHER LLOYD im Auftrag des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, „Offshore Windparks - Parameter für Risikoanalysen im Genehmigungsverfahren und Wirksamkeit kollisionsverhindernder Maßnahmen - Bericht“, Hamburg, 29.07.2010.

HOPPE, W./BECKMANN, M./KMENT, M. (Hrsg.), UVPG - Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung, Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz, Kommentar, 5. A., München, 2018.

SPIETH, W.F./LUTZ-BACHMANN, S. (Hrsg.), Offshore-Windenergierecht, Handkommentar, Baden-Baden, 2018.

STELKENS, P/BONK, J. (Begr.) /SACHS, M./SCHMITZ, H. (Hrsg.), Verwaltungsverfahrenrecht Kommentar, 9. A., München, 2018.