



BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

2. Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee und Ergebnis der Vorprüfung des Einzelfalls über die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung



Hamburg, 08. Oktober 2026

© Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
Hamburg und Rostock 2026

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Werkes darf ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des BSH reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Fotos: BSH, Sebastian Fuhrmann

I. Festlegungen

Der Flächenentwicklungsplan (FEP) 2025 vom 30. Januar 2025 einschließlich der Entscheidung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) vom 15. Mai 2025 sowie der Änderung vom 30. Januar 2026 wird wie folgt geändert:

1. In Tabelle 1 in Kapitel 1 zu Festlegungen zu Gebieten und Flächen werden die nachfolgenden Änderungen vorgenommen.

Bezeichnung Gebiet	Grundfläche Gebiet [km²]	Bezeichnung Fläche	Grundfläche Fläche [km²]	vrs. zu installierende Leistung [MW]
N-10	259 195	N-10.1	87 151	1.000 2.000
		N-10.2	45 31	500
		N-10.3	92	1.000
N-12	964	N-12.5	107 105	1.000
		N-12.6	211 213	2.000

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | 2. Änderung des FEP 2025

2. Abbildung 1 in Kapitel 1 zu Festlegungen zu Gebieten und Flächen wird durch die folgende Abbildung ersetzt.

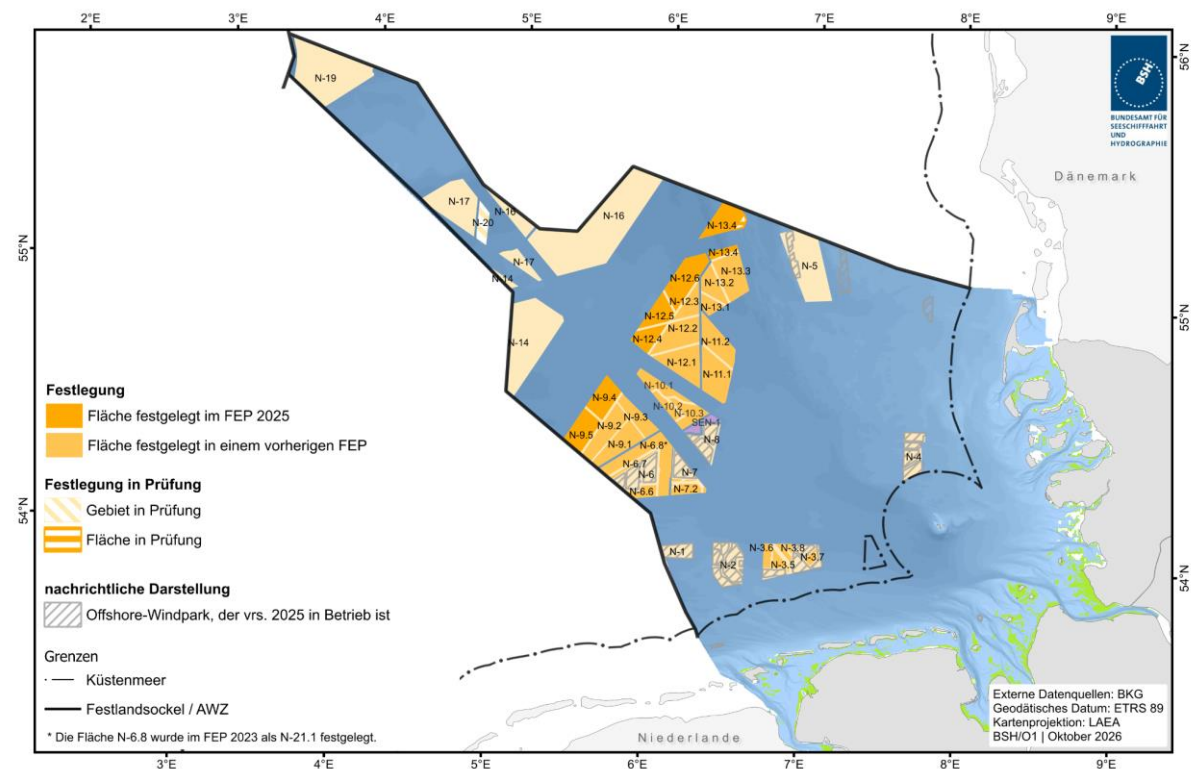


Abbildung 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen in der AWZ der Nordsee

3. In Tabelle 3 in Kapitel 3.1 zu Grenzkorridore zum Küstenmeer wird die nachfolgende Änderung vorgenommen.

Tabelle 3: Zuordnung von Seekabelsystemen auf die Grenzkorridore zum Küstenmeer

Grenz-korridor	Seekabelsysteme
N-V	(4) NOR-12-3

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | 2. Änderung des FEP 2025

4. In Tabelle 4 in Kapitel 3.2 zu Offshore-Netzanbindungssystemen wird die nachfolgende Änderung vorgenommen.

Tabelle 4: Festlegungen für ONAS

ONAS	Übertragungs-kapazität [MW]	Grenzkorridor	Netzverknüpfungspunkt (Nachrichtlich auf Grundlage des NEP 2037/2045)
NOR-12-3	2.000	N-V	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | 2. Änderung des FEP 2025

5. Abbildung 4 in Kapitel 3 wird durch die folgende Abbildung ersetzt.

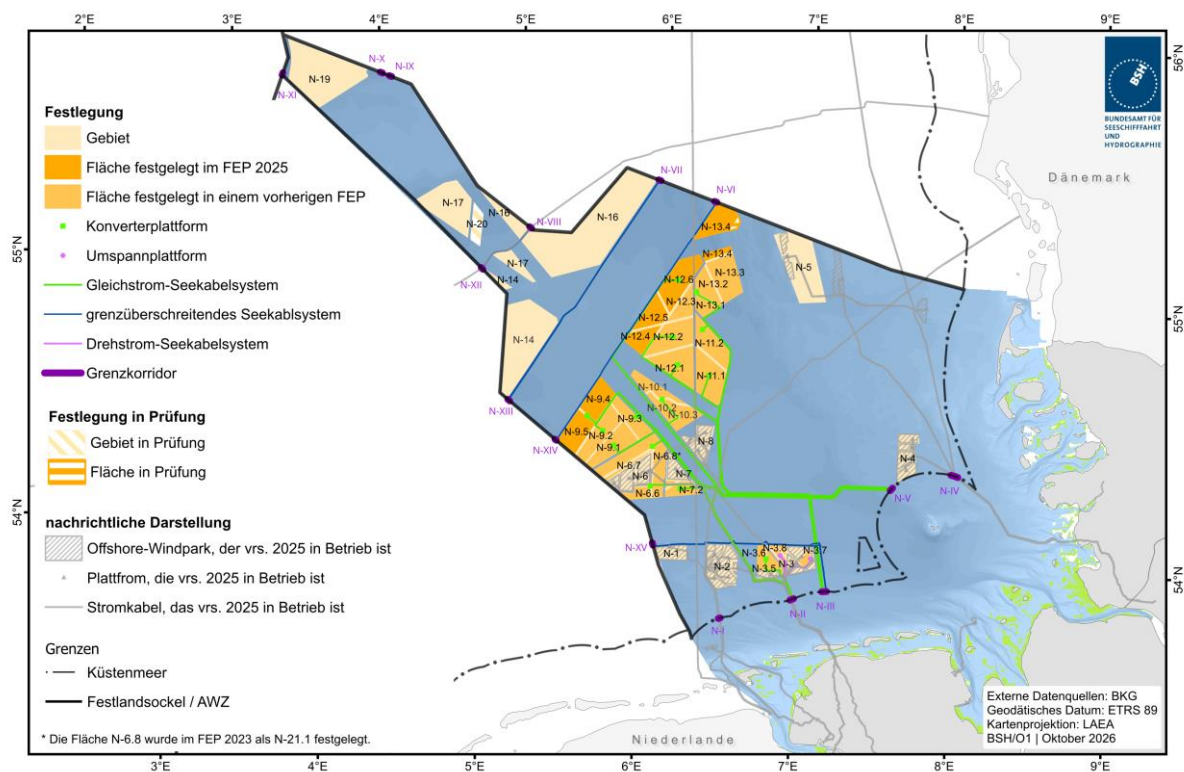


Abbildung 4: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Nordsee

6. Abbildung 6 in Kapitel 5 wird durch die folgende Abbildung ersetzt.

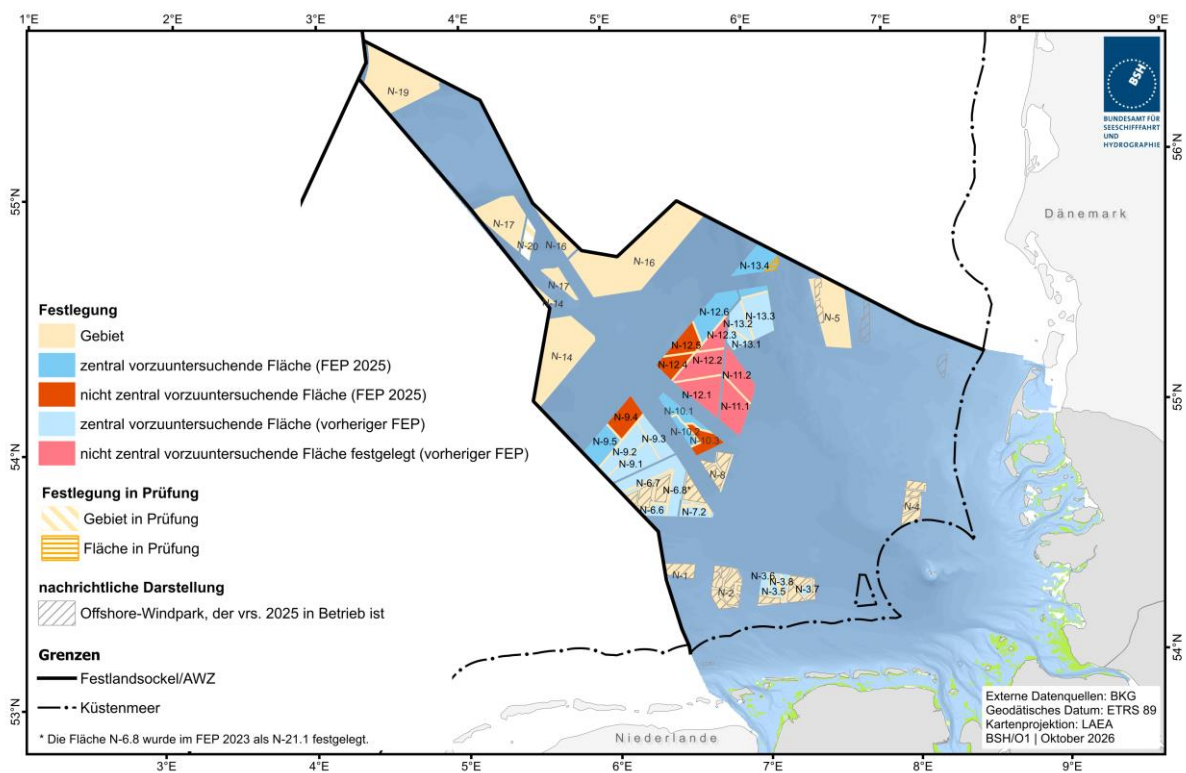


Abbildung 6: Festlegungen zur zentralen Voruntersuchung von Flächen in der Nordsee

7. In Tabelle 6 zur Festlegung der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme in Kapitel 5.2 werden die untenstehenden Änderungen umgesetzt.

Tabelle 6: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für WEA und der zugehörigen ONAS einschließlich der jeweiligen Quartale (QI - QIV) im Kalenderjahr - Flächen mit zentraler Voruntersuchung

Bezeichnung Fläche	Vrs. zu installierende Leistung [MW]	Ausschreibungsjahr	Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA	Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS
N-9.1	2.000	2024	2031 (QIII) 2030 (QIII)	2030 (QIII-IV) 2029 (QIII-IV)	NOR-9-1	2031 (QIII) 2030 (QIII)
N-10.1	1.000 2.000	2027	2032 (QIII)	2032 (QII) 2031 (QIII-IV)	NOR-10-1	2032 (QIII)
N-13.2	1.000	2027	2032 (QIII)	2032 (QIII) 2032 (QII)	NOR-13-1	2032 (QIII) 2031 (QIII)
N-6.8	2.000	2030 2028	2035 (QIII) 2033 (QIII)	2035 (QI-II) 2033 (QI-II)	NOR-6-4	2035 (QIII) 2033 (QIII)

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | 2. Änderung des FEP 2025

8. In Tabelle 7 zur Festlegung der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme in Kapitel 5.2 werden die untenstehenden Änderungen umgesetzt.

Tabelle 7: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für WEA und der zugehörigen ONAS einschließlich der jeweiligen Quartale (QI - QIV) im Kalenderjahr - Flächen ohne zentrale Voruntersuchung

Bezeichnung Fläche	Vrs. zu installierende Leistung [MW]	Ausschreibungsjahr	Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA	Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS
N-12.3	1.000	2024	2032 (QIII) 2031 (QIII)	2032 (QII-QIII) 2031 (QI)	NOR-13-1	2032 (QIII) 2031 (QIII)
N-10.3	1.000	2027	2033 (QI)	2032 (QIV)	NOR-10-1	2033 (QI) ^{a)} 2032 (QIII)
N-12.4	1.000	- 2027	- 2034 (QIII)	- 2034 (QI)	NOR-12-3	2034 (QIII) ^{dt)}
N-12.5	1.000	- 2027	- 2034 (QIII)	- 2034 (QII)	NOR-12-3	2034 (QIII) ^{dt)}

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | 2. Änderung des FEP 2025

^{a)} Der zuständige ÜNB soll für Flächen, für die der FEP ein Inbetriebnahmejahr festlegt, welches nach dem Jahr der Inbetriebnahme des zugehörigen ONAS liegt, einen entsprechend gesonderten, flächenspezifischen voraussichtlichen Fertigstellungstermin bekanntmachen. Dieser flächenspezifische voraussichtliche Fertigstellungstermin soll dem späteren Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Fläche gegenüber der Inbetriebnahme des ONAS Rechnung tragen und soll in der Regel in dem Quartal und Jahr liegen, das der FEP für die Inbetriebnahme der WEA auf der jeweiligen Fläche festlegt.

9. Kapitel 5.3 “Individuelle Befristungsdauern” wird nach Kapitel 5.2 “Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme” wie folgt neu eingefügt.

Vorbehaltlich der Einführung einer gesetzlichen Ermächtigung für das BSH, im FEP die Befristungsdauer der Planfeststellungsbeschlüsse oder Plangenehmigungen für WEA individuell abweichend von der gesetzlich vorgesehenen Dauer festzulegen, wird die geplante Befristungsdauer für das Vorhaben auf der Fläche N-10.2 auf den 30.09.2062 festgelegt.

10. Kapitel 6 “Standardisierte Technikgrundsätze”, Absatz 2 wird wie folgt geändert.

Das Standardanbindungskonzept wurde bis zum FEP 2023 mit einer 66 kV Direktanbindung festgelegt. Dies gilt weiterhin für alle Festlegungen mit einem festgelegten Jahr der Inbetriebnahme des ONAS bis einschließlich ~~2033~~2034, einschließlich der ONAS ~~NOR-6-4~~NOR-12-4 und NOR-9-4. ~~Darüber hinaus gilt das 66 kV Direktanbindungskonzept für das ONAS NOR-12-4.~~ Die in den folgenden Kapiteln getroffene Festlegung eines 132 kV Direktanbindungskonzeptes betrifft das ONAS ~~NOR-12-3~~NOR-6-4.

11. Kapitel 9 “Sonstige Energiegewinnungsbereiche” Absatz 1 wird wie folgt geändert und ergänzt:

In der AWZ der Nordsee wurde der sonstige Energiegewinnungsbereich SEN-1 ~~im FEP-2023~~ festgelegt. Der Flächenzuschnitt von SEN-1 wird wie in der folgenden Tabelle und Abbildung 2 beschrieben und dargestellt geändert. ~~Diese Fortschreibung trifft keine neuen Festlegungen für sonstige Energiegewinnungsbereiche im Vergleich zum FEP-2023.~~

Tabelle: Übersicht Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen

Name	Lage	Größe	Küstenentfernung
SEN-1	AWZ Nordsee	32 km ²	Zone 2

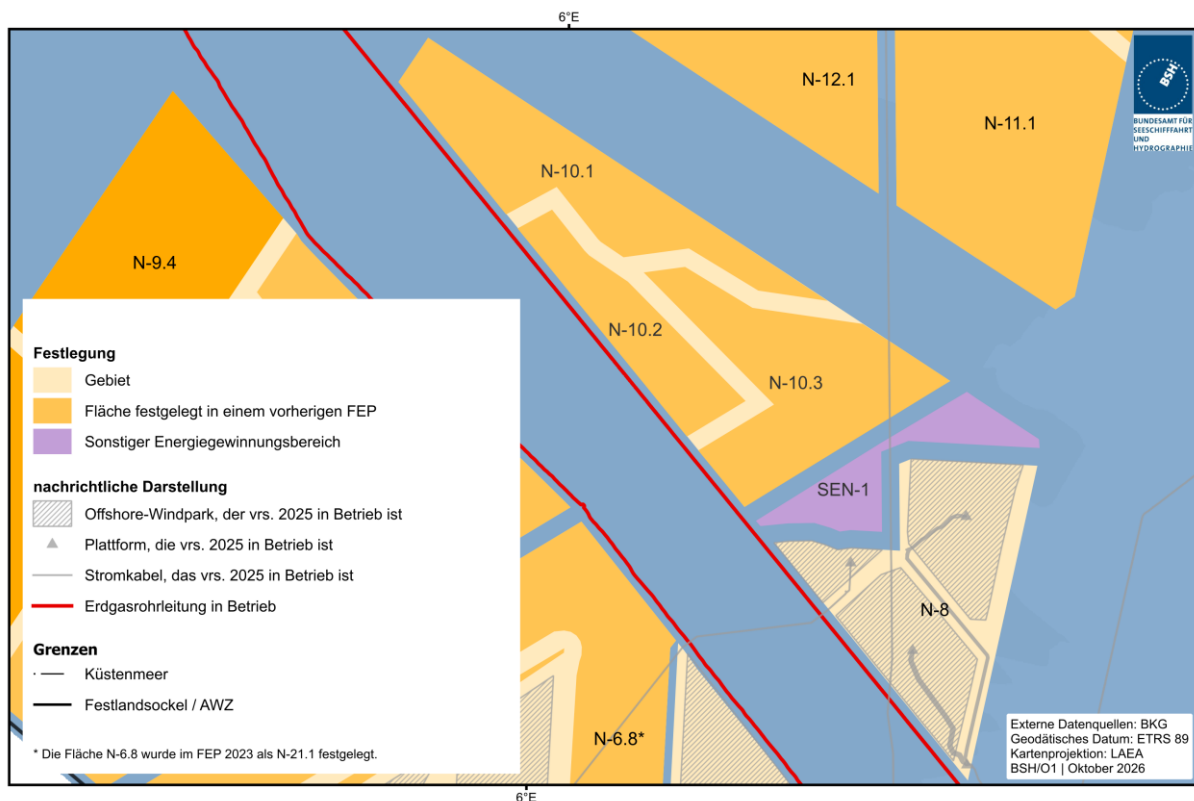


Abbildung 2: Sonstiger Energiegewinnungsbereich SEN-1 in der AWZ der Nordsee

12. In Begründung zu Kapitel 6.7 “Standardisierte Technikgrundsätze - Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder” wird folgender Satz ergänzt.

Für die Übertragungsspannung 66 kV ergeben sich ausgehend von 14 Schaltfeldern und J-Tubes pro 1.000 MW Anschlussleistung z. B. 7 Schaltfelder und J-Tubes für 500 MW bzw. 28 Schaltfelder und J-Tubes für eine Anschlussleistung von 2.000 MW, die dem Anschluss von OWPs dienen. Für die Flächen N-10.1 und N-10.3 werden abweichend davon 13 Schaltfelder und J-Tubes pro 1.000 MW Anschlussleistung festgelegt.

Hinweis: Alle räumlichen Änderungen, die Gegenstand der vorliegenden 2. Änderung des FEP 2025 sind, gelten in allen weiteren Abbildungen und Textabschnitten des FEP 2025 als entsprechend geändert. Weiterhin wird darauf hingewiesen, dass die Änderung des Zuschnittes der Flächen N-10.1 und N-10.2 deren Einstufung als gesetzliche Beschleunigungsfläche nach § 8a WindSeeG nicht berührt.

II. Begründung

Zu 1., 2., 6. und 8. (Geänderte Festlegungen für die Flächen N-12.4, N-12.5 und N-12.6)

Die Flächen N-12.4 und N-12.5 wurden im FEP 2025 erstmals als nicht zentral voruntersuchte Flächen festgelegt. Ursprünglich festgelegt waren die Ausschreibung im Jahr 2026 und die Inbetriebnahme im Jahr 2033. Mit der Änderung des FEP 2025 vom 30.01.2026 wurden diese Festlegungen auf eine Ausschreibung im Jahr 2027 und die Inbetriebnahme im Jahr 2034 angepasst.

Mit der vorliegenden Änderung werden die Flächen N-12.4 und N-12.5 weiterhin räumlich festgelegt, eine Festlegung der Kalenderjahre von Ausschreibung und Inbetriebnahme erfolgt jedoch nicht. Die Flächen werden demnach nicht im Jahr 2027 ausgeschrieben und entsprechend ist keine Inbetriebnahme im Jahr 2034 vorgesehen. Es ist beabsichtigt, die Kalenderjahre von Ausschreibung und Inbetriebnahme dieser Flächen zu einem späteren Zeitpunkt in einer Fortschreibung des FEP festzulegen.

Für die nordöstlich an N-12.5 angrenzende Fläche N-12.6 erfolgt keine geänderte zeitliche Festlegung, sodass diese 2029 ausgeschrieben wird und 2034 in Betrieb geht. In der Folge kommt es in den Jahren, in denen N-12.6 bebaut ist, N-12.4 und N-12.5 jedoch nicht, zu einer Lücke der Bebauung im Randbereich der Schifffahrtsroute SN10. Aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs wird daher der räumliche Zuschnitt der Flächen N-12.5 und N-12.6 angepasst. Der jeweils geänderte Flächenzuschnitt hat geringfügige Auswirkungen auf die resultierenden Flächengrößen N-12.5 und N-12.6, die in Tabelle 1 enthalten sind.

Wesentliches Ziel der Maßnahme, die Flächen N-12.4 und N-12.5 zunächst nicht auszuschreiben, ist eine effizientere Nutzung bereits bezuschlagter, aber auch künftiger Flächen. Vergleichbare Vorschläge wurden bereits in vergangenen Konsultationen zum FEP eingebracht. Bisher kam die Prüfung dieser Maßnahmen jeweils zu dem Ergebnis, dass ein solches zeitliches Zurückstellen nicht umgesetzt werden sollte, da in diesem Fall zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele küstenfernere Flächen früher in Anspruch genommen werden müssten. Insbesondere nach der letzten Ausschreibung 2025 wurden jedoch diese und andere Maßnahmen erneut einer vertieften Prüfung unterzogen. Grundsätzlich wurde dabei dem Leitgedanken gefolgt, dass Anpassungen an bereits getroffenen Festlegungen noch möglich sind, sofern die festgelegten Flächen noch nicht ausgeschrieben sind und die gesetzlichen Ausbauziele weiterhin erreicht werden. Zusätzlich sind andere Nutzungen und Belange zu berücksichtigen, etwa der Fortschritt bei der Realisierung eines ONAS oder die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs. In die Abwägung ist im Hinblick auf § 5 Abs. 4 S. 2 Nr. 4 WindSeeG u.a. eingeflossen, dass signifikante Kostensteigerungen für die Umsetzung von Offshore-Windparks erwartet werden. Im Rahmen der Prüfung durch das BSH wurden Ertragssimulationen des Fraunhofer IWES unter Berücksichtigung der Maßnahme durchgeführt. Darin zeigten sich für die benachbarten Flächen positive Auswirkungen auf die modellierten durchschnittlichen Volllaststunden für den Zeitraum, in dem die Flächen N-12.4 und N-12.5 noch nicht in Betrieb sind. Konkret steigen in dieser Berechnung die durchschnittlichen Volllaststunden der Flächen in N-11 um 2,8 Prozent, die der Flächen in N-12 um 9,0 Prozent und die der Flächen in N-13 um 6,2 Prozent (Vollmer & Dörenkämper, 2026).

Im Ergebnis zeigt sich, dass die hier aufgezeigte Maßnahme einer zeitlichen Zurückstellung der Flächen N-12.4 und N-12.5 geeignet ist, um einerseits bereits bezuschlagte und künftige Flächen effizienter zu nutzen und gleichzeitig die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele – hier im Besonderen das Ziel von mindestens 40 GW bis 2035 – zu gewährleisten.

Zu 1., 2., 6., 7., 8. und 11. (Geänderte Festlegungen für die Flächen in Gebiet N-10 und SEN-1)

Die Änderungen an dem Gebiet N-10, den Flächen in Gebiet N-10 sowie an SEN-1 dienen insbesondere dem Ziel, eine effiziente Nutzung und Auslastung der ONAS NOR-9-3 und NOR-10-1 zu gewährleisten, diese im Gleichlauf mit den Flächen zu planen und zu nutzen. Ferner ist im Hinblick auf § 5 Abs. 4 S. 2 Nr. 4 WindSeeG auch das Kriterium der kosteneffizienten Stromerzeugung in die Abwägung eingeflossen. Zunächst wird dafür gegenüber dem FEP 2025 das Gebiet N-10 in südöstlicher Richtung erweitert. SEN-1 wird entsprechend auf eine Fläche von ca. 32 km² verkleinert. In der Konsultation wurde gefordert, ausreichend Fläche für SEN-1 beizubehalten, um einen bis zwei sogenannte Demonstratoren für die Wasserstoffherzeugung auf See zu ermöglichen. Die nun resultierende Flächengröße von SEN-1 gibt diese Möglichkeit her. Durch die Erweiterung des Gebiets N-10 wird die korrigierte Leistungsdichte gegenüber dem FEP 2025 auf der Fläche N-10.1 von 10,2 MW/km² auf 8,5 MW/km² und auf der Fläche N-10.2 von 10,6 MW/km² auf 7,9 MW/km² verringert. Damit geht eine höhere Erzeugungseffizienz der Flächen und eine höhere Auslastung der ONAS einher. Gleichzeitig wirkt sich eine reduzierte Leistungsdichte auch grundsätzlich positiv auf benachbarte Flächen aus. In dem Szenario 33 hat das Fraunhofer IWES eine Ertragsmodellierung entsprechend der Festlegungen durchgeführt. Die in dem Szenario prognostizierten Stromerträge bzw. Volllaststunden für die jeweiligen Flächen liegen der Festlegung dieses Plans zugrunde. Bei Szenario 33 handelt es sich um ein Szenario, bei dem alle momentan für die Windenergie auf See zur Verfügung stehenden Gebiete entsprechend genutzt werden. So sind beispielsweise auch die Flächen N-12.4 und N-12.5, deren Ausschreibung und Inbetriebnahme mit dieser Änderung verschoben werden, berücksichtigt. Es ist daher lediglich eine theoretische Betrachtung eines Kalenderjahres mit einem hohen Ausbau, nicht jedoch der gesamten Betriebsdauer. Ein direkter Vergleich der Ergebnisse mit den Szenarien 30 und 31, die mit dem Entwurf vom 19.06.2026 veröffentlicht wurden (Vollmer & Dörenkämper, Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 30 und 31, 2026), ist daher nur unter Berücksichtigung dieser Prämissen möglich. Insgesamt zeigt sich mit Szenario 33, dass die Festlegungen dieses Plans zu einer Verbesserung der Volllaststunden gegenüber dem FEP 2025 führen (Vollmer & Dörenkämper, 2026).

Neben der Erweiterung von Gebiet N-10 ist eine weitere zentrale Maßnahme die Aufteilung der Fläche N-10.1 des FEP 2025 auf zwei Flächen. Im Ergebnis wird damit nicht mehr eine Fläche mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 2.000 MW festgelegt, sondern mit N-10.1 und N-10.3 zwei Flächen mit jeweils 1.000 MW. Die korrigierte Leistungsdichte für N-10.3 beträgt 8,4 MW/km². Die Aufteilung der Fläche N-10.1 war nicht Bestandteil des Entwurfs vom 19.06.2026, sie wurde jedoch in verschiedenen Stellungnahmen konkret vorgeschlagen. Begründet wird die Aufteilung unter anderem mit einer höheren Attraktivität durch die verringerte Flächengröße sowie mit dem unterschiedlichen Status der zentralen Voruntersuchung auf den Flächen. Die neuen Flächen N-10.1 und N-10.2 sind vollständig voruntersucht und deren Eignung wird auch nach Änderung vor der Ausschreibung der Flächen erneut festgestellt werden. Entsprechend legt die vorliegende 2. Änderung des FEP 2025 fest, dass die Flächen N-10.1 und N-10.2 durch die BNetzA als zentral voruntersuchte Flächen nach Teil 3 Abschnitt 5 WindSeeG ausgeschrieben werden. Die Fläche N-10.3 dagegen umfasst auch ehemalige Teile von SEN-1, für die

nicht alle Informationen nach § 10 Abs. 1 WindSeeG vorliegen, da insbesondere die Vorerkundung des Baugrunds nach § 10 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG für diesen Bereich nicht stattfand. Aus diesem Grund soll die Fläche durch die BNetzA nach Teil 3 Abschnitt 2 WindSeeG als nicht zentral voruntersuchte Fläche 2027 ausgeschrieben werden. Für Teile der Fläche N-10.3 fand auf der Grundlage der Festlegungen der Flächen im Gebiet N-10 eine zentrale Voruntersuchung statt, hinsichtlich derer insbesondere für die Meeresumwelt die Untersuchungsräume räumlich über das ehemalige Gebiet N-10 hinausgingen. Die insoweit und durch ein ergänzend eingeholtes Schifffahrtsgutachten vorliegenden Untersuchungsergebnisse und Unterlagen ermöglichen für die Fläche N-10.3 insbesondere die nach § 10 Abs. 2 i.V.m. § 5 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 und § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 WindSeeG vorzunehmende Eignungsprüfung. Aufgrund dieser Tatsachen soll, um eine Beschleunigung im Zulassungsverfahren entsprechend der in § 9 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG genannten Zielsetzung zu erreichen, auch für N-10.3 die Eignung festgestellt werden. Die vorliegenden Informationen und die Eignungsfeststellung der Voruntersuchung kommen dem bezuschlagten Bieter auf diese Weise entsprechend § 55 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG unabhängig vom zur Anwendung gelangenden Ausschreibungsdesign zugute. Die Inbetriebnahme der WEA auf der Fläche N-10.3 wird im Ergebnis für QI 2033 und damit sechs Monate nach der Inbetriebnahme des ONAS NOR-10-1 im QIII 2032 festgelegt. Für die Fläche stehen damit zwar nicht die üblichen sieben Jahre zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme für nicht zentral voruntersuchte Flächen zur Verfügung. Da die zuvor beschriebenen Untersuchungsergebnisse und Unterlagen im Sinne des § 10 Abs. 1 WindSeeG vorliegen und vom bezuschlagten Bieter genutzt werden können, muss dieser insoweit lediglich ergänzende Untersuchungen durchführen. Die Fläche ähnelt daher hinsichtlich des Untersuchungsgrads einer zentral voruntersuchten Fläche. Dem Umstand der nicht vollständigen Voruntersuchung wird durch eine gegenüber den zentral voruntersuchten Flächen um sechs Monate verlängerten Frist Rechnung getragen. Eine darüber hinausgehende Verlängerung der Frist ist nicht erforderlich und schädlich, da sie einen vermeidbaren Leerstand auf der Fläche und auf dem ONAS nach sich ziehen würde.

Bei der Änderung des sonstigen Energiegewinnungsbereichs SEN-1 handelt es sich um eine Folgeänderung, die aufgrund der Erweiterung des Gebiets N-10 erforderlich wird. Neben dem geänderten räumlichen Umriss von SEN-1 erfolgen in diesem Änderungsverfahren keine weiteren Festlegungen im Zusammenhang mit SEN-1.

Es soll perspektivisch die Möglichkeit einer Anbindung von Anlagen auf SEN-1 an die Konverterplattform NOR-10-1 geben. Dies könnte beispielsweise für Elektrolyseure der Fall sein. Konkret sollen dafür auf NOR-10-1 bis zu zwei J-Tubes und Schaltfelder für eine Spannungsebene von 66 kV vorgesehen werden. Entsprechend reduziert sich die zur Verfügung stehende Anzahl von J-Tubes und Schaltfelder für die Flächen N-10.1 und N-10.3. Üblicherweise sind für solche Flächen mit einer Netzanbindungskapazität von 1.000 MW jeweils 14 Schaltfelder und J-Tubes festgelegt. Nach Darstellung des für NOR-10-1 zuständigen ÜNB und entgegen einiger Stellungnahmen stehen auf NOR-10-1 keine Reserveanschlüsse zur Verfügung. Daher muss die Anzahl der J-Tubes und Schaltfelder für N-10.1 und N-10.3 auf jeweils 13 reduziert werden. Die zur Verfügung stehende Netzanbindungskapazität in Höhe von 1.000 MW ist davon nicht berührt, sodass für die gleichbleibende Leistung ein Anbindungskabel weniger zur Verfügung steht.

Für die Möglichkeit der Anbindung von SEN-1 an NOR-10-1 mit zwei 66 kV-Kabeln wird keine Festlegung in diesem Verfahren getroffen. Dennoch ist bei der Planung für die Fläche N-10.3 zu berücksichtigen, dass bei entsprechender Realisierung von SEN-1 und Umsetzung der Anbindung

an NOR-10-1 bis zu zwei 66 kV-Kabel durch die Fläche N-10.3 geführt werden müssen. Voraussichtlich betrifft dies zum einen den von NOR-10-1 in südöstlicher Richtung führenden Korridor zwischen den Flächen N-10.2 und N-10.3. Aufgrund des Planungsgrundsatzes 7.10.5 des FEP 2025 nach dem zwischen WEA benachbarter Flächen grundsätzlich ein Abstand von mindestens dem fünffachen des Rotordurchmessers (5 D) einzuhalten ist, wird erwartet, dass eine Kabelführung in diesem Bereich ohne Beanspruchung der Flächen möglich ist. In Verlängerung dieses Korridors in südöstlicher Richtung bis SEN-1 muss die Fläche N-10.3 auf einer Länge von ca. 4 bis 5 km gequert werden. Dieser Umstand ist durch den Vorhabensträger der Fläche N-10.3 bei der Planung der WEA-Standorte zu berücksichtigen, indem ein entsprechender Korridor mit einer durchgehenden Breite zwischen den WEA-Standorten von 1.200 m freigehalten wird.

Zu 5. (Geänderte Festlegung für das ONAS NOR-10-1)

Die Umtrassierung des ONAS NOR-10-1 erfolgt zur Vermeidung von Kreuzungen mit Kabeln Dritter und zur Reduzierung der Trassenlänge um ca. 11 km. Die bisher festgelegte Trasse führt aufgrund der Umtrassierung der Systeme NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-13-1 als Ergebnis des sog. ASG-Prüfverfahrens zu einer Vielzahl von zusätzlichen Kreuzungen mit diesen Systemen. Durch die geänderte Trasse können zehn Kreuzungen vermieden werden. Zusätzlich werden durch den geänderten Gebiets- und Flächenzuschnitt in N-10 weitere Kreuzungen von NOR-10-1 mit der parkinternen Verkabelung in der Fläche N-10.3 vermieden.

Zu 3., 4. und 5. (Aufhebung der Festlegung des ONAS NOR-12-3)

Die Festlegung des ONAS NOR-12-3 wird aufgrund der Streichung des Kalenderjahres der Ausschreibung für die Flächen N-12.4 und N-12.5 aufgehoben. Da die Planungen für das ONAS (Konverterplattform auf See und an Land, Seekabel) bereits in einem fortgeschrittenen Stadium sind, ist vorgesehen, im Rahmen der kommenden Fortschreibung des FEP ein Netzanbindungssystem mit dem NVP "Suchraum der Gemeinden Pöschendorf" und dem Grenzkorridor N-V festzulegen. Der neue Standort der Konverterplattform wird voraussichtlich in Gebiet N-14 oder in Gebiet N-16 liegen. Somit würde zwar der Standort der Konverterplattform auf See und Teile der Trasse in der AWZ geändert, nicht jedoch die Trasse im Küstenmeer oder an Land. Es wird erwartet, dass die Inbetriebnahme dieses noch festzulegenden ONAS im Jahr 2035 erfolgen kann.

Zu 7. und 8. (Geänderte zeitliche Festlegungen)

Für das ONAS NOR-9-1 wurde durch den zuständigen ÜNB eine Anpassung des voraussichtlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Abs.2 Satz 3 EnWG bekanntgemacht¹. Auf dieser Grundlage wird die Festlegung für die Kalenderjahre und Quartale der Inbetriebnahme für das ONAS und die anzubindende Fläche N-9.1 angepasst. In der Folge ändert sich auch die Festlegung zu den Quartalen des Kabeleinzugs der parkinternen Verkabelung in die Konverterplattform.

Auch für das ONAS NOR-13-1 wurde durch den zuständigen ÜNB eine Anpassung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins nach § 17d Abs.2 Satz 3 EnWG bekanntgemacht². Auf dieser Grundlage wird die Festlegung für die Kalenderjahre und Quartale der Inbetriebnahme für das

¹ Siehe: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Offshore/>

² <https://netztransparenz.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/offshore-netz-anschluesse>

ONAS und die anzubindenden Flächen N-12.3 und N-13.2 angepasst. In der Folge ändert sich jeweils auch die Festlegung zum Quartal des Kabeleinzugs der parkinternen Verkabelung in die Konverterplattform. Für die Fläche N-13.2 wird dabei der Kabeleinzug in QIII 2032 und damit im gleichen Quartal wie die Inbetriebnahme festgelegt. Nach Darstellung des zuständigen ÜNB ist eine solche Umsetzung und auch eine zeitliche Überschneidung von Kabeleinzugsfenstern zweier Flächen möglich.

Bei der Fläche N-6.8 kommt es zu einer Verschiebung der Kalenderjahre von Ausschreibung und Inbetriebnahme gegenüber der Festlegung im FEP 2025 und der Änderung des FEP 2025 vom 30.01.2026. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um eine Folgeanpassung, die sich durch die Verschiebung der Ausschreibung und Inbetriebnahme vorheriger Flächen ergibt und die zu einer Verstetigung des Offshore-Ausbaus führt. Für die Fläche N-6.8 und das ONAS NOR-6-4 entspricht die Verschiebung der Inbetriebnahme in das Jahr 2035 zwar nicht mehr dem 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber vom 13.03.2026, der zuständige ÜNB Amprion hat sich in der gemeinsamen Stellungnahme der ÜNB jedoch für eine Verschiebung um ein weiteres Jahr auf 2035 ausgesprochen. Die um zwei Jahre verschobene Inbetriebnahme der Fläche hat zudem positive Auswirkungen auf die Ertragssituation der benachbarten Flächen und kommt der Forderung nach einer weiteren zeitlichen Verschiebung entgegen. Für die Fläche N-12.6 und das ONAS NOR-12-4 wird gegenüber dem FEP 2025 keine zeitliche Änderung festgelegt.

Zu 9. (Individuelle geplante Befristungsdauer der Fläche N-10.2)

Am 02.09.2026 hat das Bundeskabinett den Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See (im Folgenden bezeichnet mit WindSeeG-E³) beschlossen. Vorbehaltlich der parlamentarischen Verfahrenshoheit sollen nach § 69 Abs. 7 S. 1 WindSeeG-E der Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung für eine Windenergieanlage auf See befristet auf 35 Jahre (bisher 25 Jahre) erteilt werden, es sei denn, dem stehen planerische Aspekte entgegen. Diese sind vor Bekanntmachung der Ausschreibung vom BSH im FEP unter Angabe der stattdessen geplanten Befristungsdauer festzulegen.

Eine nachträgliche Verlängerung der Befristung um höchstens fünf Jahre (bisher zehn Jahre) soll einmalig möglich sein, wenn der FEP keine unmittelbar anschließende Nachnutzung vorsieht und die Betriebsdauer der zugehörigen Netzanbindung dies technisch und betrieblich ermöglicht, vgl. § 69 Abs. 7 Satz 5 WindSeeG-E. Diese neuen Regelungen sollen nach § 102 Abs. 8 WindSeeG-E nicht für Zulassungen gelten, denen ein Zuschlag in den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 zugrunde liegt.

Somit fallen die Regelungen für die Befristung und Verlängerung der Zulassungen der gemeinsam an das ONAS NOR-9-3 angeschlossenen Vorhaben auf den Flächen N-9.3 (Ausschreibung im Jahr 2024 erfolgt) und N-10.2 (Ausschreibung für das Jahr 2027 festgelegt) auseinander. Das Vorhaben auf der Fläche N-9.3 soll demzufolge weiter auf 25 Jahre befristet zugelassen werden mit der Möglichkeit, die Frist einmalig um bis zu zehn Jahre zu verlängern. Für die Zulassung der Fläche N-10.2 soll die neue Regelung des WindSeeG-E gelten.

Die Inbetriebnahme des Vorhabens auf der Fläche N-9.3 ist mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 1.500 MW im FEP für das 4. Quartal 2029 festgelegt. Die Fläche N-10.2 mit

³ BT Drs. 21/8238, S.1, abrufbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/21/082/2108238.pdf>

einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 500 MW wird dagegen erst im Jahr 2027 ausgeschrieben und soll im 3. Quartal 2032 in Betrieb gehen, also etwa drei Jahre nach der Fläche N-9.3. Das ONAS NOR-9-3, das die beiden Flächen anschließt, soll im 4. Quartal 2029 in Betrieb gehen.

Es ist offen, ob der Vorhabensträger der Fläche N-9.3 eine Verlängerung der Betriebsdauer auf 35 Jahre bis zum Jahr 2064 anstreben wird. Das ONAS NOR-9-3 wurde durch den zuständigen ÜNB bereits unter den zum Zeitpunkt der Vergabe geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen vergeben.

Eine Betriebsdauer von 35 Jahren bis zum Jahr 2067 für das Vorhaben auf der Fläche N-10.2 würde dazu führen, dass das ONAS NOR-9-3 über einen Zeitraum von etwa 38 Jahren betrieben werden müsste. Es wäre zudem absehbar, dass das ONAS mindestens drei Jahre nur zu 25 % ausgelastet wäre, da das Vorhaben N-9.3 selbst mit einer zehnjährigen Verlängerungsoption längstens bis in das Jahr 2064 genehmigungsfähig ist. Daher ist es im Sinne einer geordneten und effizienten Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich, für die Fläche N-10.2 eine, von den gesetzlich grundsätzlich vorgesehenen 35 Jahren, abweichende Befristungsdauer festzulegen.

Die Befristung für die Fläche N-10.2 wird auf das Jahr 2062 festgelegt. Damit wird eine gegenüber der bisherigen Rechtslage erhöhte Betriebsdauer von 30 Jahren ermöglicht. Gleichzeitig wird der Zeitraum, in dem das ONAS NOR-9-3 ggf. nur teilweise genutzt wird, in einem gewissen Umfang begrenzt. Gemäß der neuen Regelung im WindSeeG-E könnte die Betriebsdauer einmalig um weitere fünf Jahre verlängert werden. Durch eine Verlängerung der Befristung um zwei Jahre im Fall von N-10.2 ($2032 + 30 + 2 = 2064$) und zehn Jahre im Fall von N-9.3 ($2029 + 25 + 10 = 2064$) könnten die an das ONAS NOR-9-3 angeschlossenen Flächen jedoch ggf. koordiniert im Jahr 2064 außer Betrieb gehen. Eine über diese zwei Jahre hinausgehende Verlängerung der Betriebsdauer der Fläche N-10.2 und damit über die maximale Laufzeit der Fläche N-9.3 hinaus erscheint derzeit nicht absehbar.

Die genaue Befristung der Vorhaben ist nach § 69 Abs. 7 S. 2 WindSeeG bzw. § 69 Abs. 7 S. 3 WindSeeG-E von dem Eingang des Nachweises nach § 81 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG bei der BNetzA, dass mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See begonnen worden ist sowie von einer etwaigen nachträglichen Verlängerung abhängig. Die geplante Betriebsdauer wird daher anhand der im FEP festgelegten Inbetriebnahme des ONAS NOR-9-3 im 4. Quartal 2029 bestimmt.

Die festgelegte Befristungsdauer könnte im Falle einer Verzögerung der Inbetriebnahme des zugehörigen ONAS NOR-9-3 entsprechend angepasst werden.

Zu 10. (Geänderte standardisierte Technikgrundsätze für NOR-6-4)

Die Festlegung der Spannungsebene der parkinternen Verkabelung war bereits in vorangegangenen Plänen Gegenstand der Konsultation und wurde regelmäßig geändert. Eine Anhebung der Spannungsebene beim Direktanbindungskonzept auf 132 kV ist aus verschiedenen Gründen erstrebenswert. Die höhere Spannungsebene 132 kV erlaubt gegenüber 66 kV für die gleiche Übertragungsleistung zunächst eine Reduzierung der erforderlich werdenden parkinternen Seekabelsysteme und damit auch eine Reduzierung bei Komplexität und Umfang beim Anschluss an die Konverterplattform. Die geringere Kabelanzahl hat außerdem positive Auswirkungen auf die Mee-

resumwelt, u.a. da weniger Raum in Anspruch genommen wird. Es können zudem größere Distanzen zwischen Konverterplattform und WEA überbrückt werden. Insgesamt liegen die Vorteile für die Einführung der Spannungsebene 132 kV grundsätzlich auf der Hand, positive wirtschaftliche Auswirkungen werden nicht zuletzt auch auf Seiten der ÜNB erwartet. Auch wenn die tatsächlichen Auswirkungen projektspezifisch unterschiedlich sein können, wird aufgrund der kompakteren Bauweise der Konverterplattform im Allgemeinen eine Kostenreduktion im mindestens zweistelligen Millionenbereich erwartet. Eine Voraussetzung für die Einführung der Spannungsebene 132 kV ist die Möglichkeit des Anschlusses der WEA mit dieser Spannungsebene. Mit der vorliegenden Änderung wird die Einführung der Spannungsebene 132 kV um ein Jahr auf das Jahr 2035 verschoben. Es wird erwartet, dass die Marktverfügbarkeit der WEA dadurch wahrscheinlicher wird. Zudem geht mit der geänderten Festlegung einher, dass die erstmalige Anwendung der Spannungsebene 132 kV bei dem ONAS NOR-6-4 bzw. der Fläche N-6.8 erfolgen wird. Der für NOR-6-4 verantwortliche ÜNB Amprion weist in der Stellungnahme darauf hin, dass mit der Festlegung auf 132 kV erhebliche wirtschaftliche und technische Vorteile bei der Konverterplattform einhergehen.

III. Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen

Den Änderungen in den Festlegungen stehen keine überwiegenden öffentlichen oder privaten Belange entgegen, sodass die geänderten Festlegungen gemäß § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG zulässig sind.

Hinsichtlich der Zulässigkeit mit Blick auf räumliche Festlegungen (z. B. Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung, § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 WindSeeG) wird auf den FEP 2025 verwiesen, da diesbezüglich nur solche Änderungen festgelegt werden, die keine relevanten räumlichen Ausweitungen gegenüber den Festlegungen im FEP 2025 darstellen. Die Änderung des Zuschnittes der Fläche N-12.6 spielt sich innerhalb des Gebietes ab, für welches die Zuschnitte der Flächen N-12.4, N-12.5 und N-12.6 des FEP 2025 mit ihren möglichen Umweltauswirkungen bereits umfassend geprüft worden sind. Die Änderungen, die mit Blick auf die Zuschnitte der Flächen N-10.1 und N-10.2 sowie des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 festgelegt werden sowie der Bereich der neuen Fläche N-10.3 liegen räumlich innerhalb des Rahmens, den das Gebiet N-10 und SEN-1 nach den Festlegungen des FEP 2023 und 2025 gemeinsam aufgespannt haben. Auch hier wurden für den gesamten von den Festlegungen der 2. Änderung des FEP 2025 betroffenen Bereich im FEP 2023 und 2025 die möglichen Umweltauswirkungen geprüft.

Eine Gefährdung der Meeresumwelt (§ 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG) liegt durch die geänderten Festlegungen des FEP nicht vor. Es wurde geprüft, ob durch die Änderungen hinsichtlich der zeitlichen Festlegungen der Flächen N-6.8, N-9.1, N-10.3, N-12.3, N-12.4, N-12.5 und N-13.2, der zeitlichen Festlegungen der ONAS NOR-6-4, NOR-9-1, NOR-13-1, der räumlichen Änderungen von NOR-10-1, der Flächen N-12.5 und N-12.6 sowie der Flächen N-10.1, N-10.2, N-10.3 und dem sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 eine Gefährdung der Meeresumwelt mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden kann. Ferner hat die SUP-Vorprüfung gezeigt, dass auch aufgrund der gleichbleibenden oder sogar geringer ausfallenden Leistungsdichten nicht von einer voraussichtlich erheblichen Umweltauswirkung auszugehen ist.

Die Änderungen hinsichtlich der zeitlichen Festlegungen von Flächen und ONAS haben Auswirkungen auf die Anzahl der gleichzeitig zu erwartenden Bauvorhaben bzw. Rammstellen, weshalb insoweit zu prüfen war, ob die Anforderungen zum Schallschutz eingehalten werden können. Die SUP-Vorprüfung hat gezeigt, dass aufgrund der bestehenden Planungsgrundsätze des FEP 2025

(insbesondere Planungsgrundsatz 7.1.3.) auch bei den geänderten zeitlichen Festlegungen hinsichtlich der Inbetriebnahme von Flächen und ONAS eine Gefährdung der Meeresumwelt nicht ersichtlich ist.

Weiterhin ist eine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs (§ 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 3 WindSeeG) und eine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung (§ 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 4 WindSeeG) mit der erforderlichen Sicherheit auszuschließen. Durch die Änderungen sind keine gegenüber dem FEP 2025 andersartigen Auswirkungen auf die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs oder auf die Landes- und Bündnisverteidigung ersichtlich.

Der Zuschnitt der Fläche N-12.6 ist bewusst und in Abstimmung mit der GDWS so gewählt worden, dass sich auf der Schifffahrtsroute SN-10 kein steiler Einschnitt ergibt, was die Sicherheit des Schiffsverkehrs erhöht. Im Hinblick auf N-10.3 wird die Schifffahrtsroute SN6 in dem Bereich ggf. früher als durch SEN-1 bebaut und damit für die Schifffahrt nicht mehr nutzbar werden. Die Änderung führt jedoch nicht zu einer neuen, bislang nicht bekannten Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs und ist zudem von dem bereits im FEP 2023 hierzu durchgeführten Zielabweichungsverfahren abgedeckt (vgl. Kapitel 6 des FEP vom 20. Januar 2023). Somit würde mit der Festlegung lediglich der Zeitpunkt des Eintritts erstmals konkret, da für SEN-1 keine zeitlichen Festlegungen bestehen.

Die durch das Änderungsverfahren bestimmten Festlegungen sind mit dem Schutzzweck der nach § 57 BNatSchG erlassenen Schutzgebietsverordnungen vereinbar, sodass auch keine Unzulässigkeit der geänderten Festlegungen nach § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 5 WindSeeG vorliegt.

Sonstige überwiegende öffentliche oder private Belange, die der Änderung der Festlegungen des FEP 2025 entgegenstehen könnten, sind nach Prüfung und Abwägung nicht vorhanden.

IV. Ergebnis der Vorprüfung des Einzelfalls über die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung nach § 37 Satz 1 UVPG

Eine Strategische Umweltprüfung (SUP) ist nach den Ergebnissen einer Vorprüfung des Einzelfalls für die geänderten Festlegungen nach § 37 Abs. 1 UVPG nicht erforderlich.

Bei einer geringfügigen Änderung eines Plans ist eine Durchführung einer SUP nur dann notwendig, wenn eine Vorprüfung des Einzelfalls nach § 35 Abs. 4 UVPG ergibt, dass der Plan voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen hat. Vorliegend ist von einer geringfügigen Änderung auszugehen, da der Planinhalt in den für die Umweltwirkungen relevanten Festlegungen nur in geringem Umfang geändert wird. Die räumlichen Anpassungen werden ganz überwiegend durch die bereits im Rahmen der ausführlichen SUP zum FEP 2023 vom 20. Januar 2023 und zum FEP 2025 vom 30. Januar 2025 durchgeführten Prüfungen abgedeckt.

Im Rahmen der SUP-Vorprüfung ist für die einzelnen geänderten Festlegungen eine Einschätzung erfolgt, ob diese einzeln und kumulativ voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen auf die betroffenen Schutzgüter haben. Hierfür wurden alle Inhalte der Planänderung untersucht, die potentiell erhebliche Umweltauswirkungen entfalten können. Es wurden sowohl die bau- als auch die anlage- und betriebsbedingten Auswirkungen betrachtet, sowie solche, die sich im Rahmen von Wartungs- und Reparaturarbeiten ergeben können. Eine Einschätzung der Auswirkungen durch die Festlegung der gegenständlichen Änderungen des FEP 2025 erfolgte anhand der Bedeutung der Festlegung für die einzelnen Schutzgüter einerseits und den von dieser Festlegung ausgehenden Wirkungen und daraus resultierenden potenziellen Auswirkungen andererseits.

Lediglich die unter Abschnitt I aufgeführten zeitlichen und räumlichen Aspekte werden im Rahmen des vorliegenden Änderungsverfahrens angepasst und sind daher Gegenstand der SUP-Vorprüfung.

Mit einer SUP wurden alle Festlegungen des FEP einschließlich solcher zu Gebieten, Flächen, Standorten für Konverterplattformen, Trassen für Anbindungsleitungen und dem sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 begleitet.

Aus dem Neuzuschnitt der Flächen N-12.5 und N-12.6 sowie der Erweiterung des Gebiets N-10 in südlicher Richtung und dem Neuzuschnitt der Flächen N-10.1 und N-10.2 sowie der neuen Festlegung der Fläche N-10.3 ergeben sich gegenüber der SUP zum FEP keine Änderungen in den raumwirksamen Auswirkungen der Bau- und Betriebsphase, da die Anpassung der Flächen innerhalb der festgelegten Gebiete N-12, N-10 bzw. des Bereichs SEN-1 erfolgt. Für die Fläche SEN-1 wurde in der SUP mangels konkret vorliegender Parameter bereits die Bebauung mit einem konventionellen Windpark angenommen und anhand von Modellparametern geprüft. Somit wurden alle Auswirkungen, die sich aus einer Erweiterung des Gebiets N-10, des Neuzuschnitts der Flächen N-10.1 und N-10.2 sowie der neuen Festlegung der Fläche N-10.3 und einer Teilnutzung der Fläche SEN-1 ergeben, bereits kumulativ berücksichtigt. Der schmale Korridor von 1.000 m Breite zwischen dem vormaligen Gebiet N-10 und SEN-1 wurde im Rahmen der SUP zum FEP mitgeprüft. Änderungen in der Einschätzung der Bedeutung der Flächen insbesondere für das Schutzgut See- und Rastvögel ergeben sich nicht. Hinsichtlich der Verschiebung der Grenze zwischen den Flächen N-12.5 und N-12.6 wurden die Auswirkungen im Hinblick auf die See- und Rastvögel bereits in der SUP zum FEP 2025 bewertet. Die Planänderungen kommen voraussichtlich zu keinen zusätzlichen oder anderen Umweltauswirkungen als den in der SUP zum FEP 2025 bereits dargestellten. In der Prüfung der voraussichtlich erheblichen Umweltauswirkungen kam die SUP zum FEP 2025 für die Trottellumme zu dem Ergebnis, dass erhebliche Umweltauswirkungen nicht ausgeschlossen werden können. Auch nach Prüfung und Einschätzung der seit Bekanntmachung des FEP 2025 veröffentlichten Literatur und anderen neuen Erkenntnissen (u.a. (Vilela, et al., 2026), (Dierschke, et al., 2024), (Gerlach, et al., 2025), (Peschko, et al., 2025), (Mercker, et al., 2026)) kann diese Bewertung aufrechterhalten werden. Die Ergebnisse neuerer Studien führen in der Gesamtschau zu keinem anderen Ergebnis und erfordern weder eine Anpassung der im Umweltbericht zum FEP 2025 vorgenommenen Einschätzung der Bedeutung der gegenständlichen Flächen N-12.5 und N-12.6 für See- und Rastvögel noch hinsichtlich der voraussichtlichen Auswirkungen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der insgesamt überplante Bereich und damit auch die räumliche Kumulation der Wirkungen durch die Verschiebung von ca. 2 km² der Fläche N-12.5 zur Fläche N-12.6 identisch bleiben. Die Flächengröße von N-12.5 und N-12.6 bleibt in der Summe gleich. Für Möwen und Seeschwalben wird mit der erforderlichen Sicherheit davon ausgegangen, dass es nicht zu einer voraussichtlich erheblichen Umweltauswirkung für diese Artengruppen kommen wird. Für die Artgruppe Seetaucher gilt dieselbe Einschätzung, solange sichergestellt ist, dass kein zusätzlicher Habitatverlust im Hauptkonzentrationsgebiet Seetaucher (BMU, 2009) erfolgen wird. Für Basstölpel und Eissturmvogel wird zum jetzigen Zeitpunkt ebenfalls nicht vom Vorliegen einer voraussichtlich erheblichen Umweltauswirkung ausgegangen, jedoch in Aussicht gestellt, dass diese Bewertung in den kommenden Jahren gegebenenfalls anzupassen ist. Für eine Anpassung dieser Bewertung sieht das BSH im Rahmen des gegenständlichen Änderungsverfahrens zum FEP 2025 aufgrund fehlender neuer oder zusätzlicher Erkenntnisse keinen Bedarf.

Hinsichtlich der Trassenänderung von NOR-10-1 entspricht ein Großteil der Trasse dem im FEP 2025 festgelegten Trassenverlauf. Im Abweichungsbereich wird ganz überwiegend die im FEP 2025 festgelegte Trasse von NOR-12-3 genutzt. Für diese Streckenabschnitte gelten die im Umweltbericht zum FEP 2025 getätigten Aussagen weiterhin. Ein 5,5 km langes Teilstück südlich der Fläche N-10.2 ist von der Umweltprüfung nicht abgedeckt. Für diesen Bereich liegen weder aus der Biotopkarte des BfN (Biotoptypenkarte des BfN, Arbeitsstand April 2024; unveröffentlichtes Dokument), aus den Daten der Flächenvoruntersuchung für die Flächen N-10.1/N-10.2 noch aus anderen dem BSH vorliegenden Erhebungen Hinweise auf flächige Vorkommen von nach § 30 BNatSchG gesetzlich geschützten Biotopen vor. Punktuelle Vorkommen (Riffe vom Typ „marine Findlinge“) sind nicht vollkommen auszuschließen, können aber im Regelfall durch kleinräumige Anpassungen der konkreten Trasse im Rahmen des Zulassungsverfahrens umgangen werden. Eine signifikante Vergrößerung der Flächeninanspruchnahme benthischer Biotope ergibt sich aus der Anpassung der Trasse nicht, da sie insgesamt gegenüber der bisherigen Festlegung ca. 11 km kürzer wird und sich die voraussichtliche Zahl der Kreuzungsbauwerke deutlich verringert.

Unter Berücksichtigung der im FEP 2025 festgelegten Planungsgrundsätze, die der Vermeidung und Verminderung erheblicher Umweltauswirkungen dienen, können erhebliche Umweltauswirkungen durch die Streichung der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme der auf den Flächen bezuschlagten Windparks, aber auch durch den neuen Zuschnitt des Gebiets N-10 sowie die Anpassung der Flächenverteilung in N-10 und von SEN-1 ausgeschlossen werden. Hierzu zählen etwa der Planungsgrundsatz der Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten sowie der Wartungs- und Reparaturarbeiten (7.1.2), der Planungsgrundsatz Schallschutz bei der Gründung und dem Betrieb der Anlagen (7.1.3) sowie der Planungsgrundsatz zum Verkehrslogistikkonzept (7.1.4).

Die geänderten Festlegungen führen zu Änderungen der Bauphasen der OWP auf den Flächen. In diesem Zusammenhang ist vor allem die Prüfung im Hinblick auf die kumulativen Umweltauswirkungen der Bauphase wegen zeitlicher Überlagerungen der Bautätigkeiten von besonderem Interesse. Dies betrifft neben temporären Beeinträchtigungen durch Baustellenverkehr, Sedi- mentaufwirbelungen, Trübungsfahnen und Lichtemissionen vor allem die Schallemissionen während der Rammung der Fundamente. Darüber hinaus wurden auch die anlage- und betriebs- bedingten Auswirkungen betrachtet sowie solche, die sich im Rahmen von Wartungs- und Reparaturarbeiten ergeben können.

Potenzielle Beeinträchtigungen des Schutzgutes marine Säugetiere durch die geänderten zeitlichen Festlegungen und sich dadurch ändernden Bauzeiten der OWP auf den Flächen sowie der Konverter liegen unter Voraussetzung der Umsetzung des Planungsgrundsatzes 7.1.3 (g) zur zeitlichen Koordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten nicht vor. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Streichung des Ausschreibungs- und Inbetriebnahmejahrs für die Flächen N-12.4 und N-12.5. Nach dem Planungsgrundsatz 7.1.3 (g) des FEP 2025 haben Vorhabenträger zur Vermeidung bzw. Verminderung erheblicher kumulativer Auswirkungen und zur Einhaltung der Vorgaben des Schallschutzkonzeptes des BMU (BMU, 2013) ihre Baustellenaktivitäten mit schallintensiven Tätigkeiten anderer Vorhabenträger zu koordinieren. Darüber hinaus wird eine maximale Anzahl an Rammstellen festgelegt. Die Schallgrenzwerte aus dem Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013) gelten dabei weiterhin. Auch für alle weiteren biologischen und nicht-

biologischen Schutzgüter sind keine neuen oder andersartigen erheblichen Auswirkungen zu erwarten, insbesondere da sich diesbezüglich keine Änderungen der räumlichen Festlegungen des FEP 2025 ergeben.

Weiterhin wurde die Festlegung der geplanten Befristungsdauer für das Vorhaben auf der Fläche N-10.2 im Hinblick auf den Eintritt voraussichtlich erheblicher Umweltauswirkungen geprüft. Hier können für die im Rahmen der SUP zu untersuchenden Schutzgüter ebenfalls erhebliche Umweltauswirkungen mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die geplanten Änderungen führen in der Einzelbetrachtung für wenige Schutzgüter zu geringen, für die meisten Schutzgüter dagegen jeweils zu keinen Änderungen in den prognostizierten Auswirkungen gegenüber dem Umweltbericht zum FEP 2023 und FEP 2025. Die Veränderungen betreffen entweder die räumliche Lage oder die zeitliche Reihenfolge der Auswirkungen, nicht jedoch die Intensität und die räumliche Ausdehnung, so dass auch kumulativ erhebliche Auswirkungen durch die Planänderungen mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden können.

V. Zusammenfassende Abwägung

In diesem Kapitel werden ergänzend zur Begründung, zusammenfassend die wesentlichen Eingaben der Konsultation im Rahmen des Verfahrens zur 2. Änderung des FEP 2025 und der jeweilige Umgang des BSH hiermit dargestellt.

Im Rahmen des Verfahrens bestand die Gelegenheit zur Stellungnahme zum Entwurf vom 19.06.2026. Alle Eingaben wurden im Rahmen des Prozesses gesichtet, bearbeitet und wo nötig abgewogen. Die Ergebnisse der Abwägung ergeben sich aus dem Plan selbst. Insbesondere die wesentlichen von den Konsultationsteilnehmenden eingebrachten Forderungen und Hinweise, die keinen Eingang in den Plan einschließlich Begründung gefunden haben, werden benannt, im Hinblick auf die dem Plan zugrunde liegende Entscheidung begründet und – soweit divergierende Forderungen bzw. Belange vorgelegen haben sollten – die Entscheidung zugunsten der überwiegenden Forderung/ des überwiegenden Belangs erläutert.

Die Festlegungen des FEP sind Ausdruck eines planerischen Prozesses mit Gestaltungsspielraum.

Öffentliche und private Belange sind im Rahmen der planerischen Abwägung im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben zu ermitteln, einzustellen, zu bewerten und zum Ausgleich zu bringen.

Die von einer Planung berührten öffentlichen und privaten Belange sind gegeneinander und untereinander unter Beachtung des rechtlichen Rahmens gerecht abzuwägen. Dabei wurde das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von WEA und ONAS und deren Bedeutung für die öffentliche Gesundheit und Sicherheit nach § 1 Abs. 3 des WindSeeG berücksichtigt.

Grundlage der Abwägung sind neben den gesetzlichen Rahmenbedingungen (u. a. §§ 4 und 5 WindSeeG) vor allem die im Rahmen der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung eingereichten Stellungnahmen und Äußerungen einschließlich der Antworten auf die in dem Entwurf formulierten Konsultationsfragen.

Die eingegangenen Stellungnahmen einschließlich der Antworten auf die Konsultationsfragen wurden im Verfahren auf der Internetseite des BSH veröffentlicht.

Neben den im Entwurf dargestellten Inhalten bzw. zur Konsultation gestellten Maßnahmen haben zahlreiche Konsultationsteilnehmende auf weitere, eher grundsätzliche Aspekte im Zusammenhang mit der Windenergie auf See bzw. der Wasserstofferzeugung auf See hingewiesen. Dabei wurden beispielsweise Vorschläge für einen angepassten Ausbau der Windenergie auf See hinsichtlich naturschutzfachlicher Kriterien, einer höheren Erzeugungseffizienz (etwa über Angaben zu einer Mindesthöhe von Volllaststunden oder einer maximalen Leistungsdichte der Flächen), der Anbindung ausländischer Offshore-Windparks oder dem Weiterbetrieb bestehender OWP gemacht. Diese Aspekte und Argumente gehen über den Umfang der vorliegenden 2. Änderung des FEP 2025 hinaus. Eine vertiefte inhaltliche Abwägung hat daher zu diesen übergreifenden Punkten nicht stattgefunden. Die Konsultation im anstehenden Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des FEP bietet weitere Möglichkeiten, diese Punkte vorzubringen.

Festlegungen in N-10 und SEN-1

Für mögliche Anpassungen an den Flächen in Gebiet N-10 und dem angrenzenden SEN-1 wurden im Entwurf vom 19.06.2026 drei Varianten vorgestellt und anhand von Konsultationsfragen konsultiert. Option 1 zeichnete sich im Wesentlichen dadurch aus, dass keine räumliche Erweiterung der Flächen in Richtung SEN-1 vorgenommen wird, es aber zu einer Reduktion der voraussichtlich

zu installierenden Leistung der Fläche N-10.1 kommt, wodurch ggf. Netzanbindungskapazität für SEN-1 auf dem ONAS NOR-10-1 frei würde. Diese Option wurde in der überwiegenden Zahl der Stellungnahmen abgelehnt. Als wesentliche Gründe können dafür angeführt werden die mangelnde Aufwertung der Flächen in N-10 sowie das erhöhte Risiko eines dauerhaften Leerstands auf dem ONAS NOR-10-1, wenn die Möglichkeit eines Anschlusses von SEN-1 an diese nicht genutzt wird. Option 3 beschrieb einen vollständigen Wegfall von SEN-1 und stattdessen eine Erweiterung der Fläche N-10.1 um diese Fläche. Auf die Leistungsdichte und damit mittelbar auch die Ertragserwartungen für die Flächen in N-10 hätte diese Option die größten positiven Auswirkungen. Entsprechend wurde diese Option von einigen Konsultationsteilnehmenden deutlich favorisiert. Demgegenüber wurde insbesondere von Verbänden und Unternehmen der Wasserstoffbranche der vollständige Wegfall von SEN-1 kritisiert. Die in Aussicht gestellte Festlegung eines alternativen sonstigen Energiegewinnungsbereiches sei keine hinreichende Kompensation. Es wurde befürchtet, dass ein Wegfall von SEN-1 die Umsetzungswahrscheinlichkeit einer Wasserstofferzeugung auf See in der deutschen AWZ reduziere.

Verschiebung der Kalenderjahre der Ausschreibung und der Inbetriebnahme

Die konsultierte Maßnahme der Verschiebung der Inbetriebnahme der Fläche N-12.4 und N-12.5 wurde in den meisten Stellungnahmen begrüßt, wenngleich auf die Wichtigkeit der Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele hingewiesen wurde. Gleichzeitig wurde auch im Sinne eines möglichst verlässlichen und langfristigen Ausbaupfads gefordert, umgehend neue Jahre der Inbetriebnahme der Flächen N-12.4 und N-12.5 festzulegen. Eine solche Festlegung muss sich jedoch in den Gesamtzusammenhang mit anderen Flächen und ONAS einbetten und kann nicht alleinstehend erfolgen. Da es sich bei dem gegenständlichen Verfahren um ein Änderungsverfahren des FEP 2025 handelt, kann ein solcher "Gesamtausblick" in diesem Verfahren nicht erfolgen, sondern ist einem Fortschreibungsverfahren vorbehalten. Mit dem Vorentwurf zum FEP soll in Kürze das nächste Fortschreibungsverfahren eingeleitet werden. In diesem wird eine Perspektive für die Flächen N-12.4 und N-12.5 aufgezeigt und konsultiert werden.

Ergänzend zu den konsultierten Maßnahmen der zeitlichen Verschiebung der Inbetriebnahme für die Flächen N-12.4 und N-12.5 wurden in mehreren Stellungnahmen weitere Maßnahmen vorgeschlagen.

Beispielsweise wurde angeregt, die Fläche N-6.8 ebenfalls zeitlich zu verschieben, da die Inbetriebnahme der Fläche die Ertragssituation benachbarter Flächen beeinflusse. In eingeschränktem Umfang wurde dieser Forderung Rechnung getragen, da die Fläche N-6.8 nunmehr um ein weiteres Jahr auf das Jahr der Inbetriebnahme 2035 verschoben wird. Eine weitere Verschiebung darüber hinaus ist aus verschiedenen Gründen nicht möglich. Zunächst befindet sich das zugehörige ONAS in einem fortgeschrittenen Planungsstadium, in dem eine Verschiebung zu Mehrkosten führen würde. Zudem ist aus räumlicher Sicht zu berücksichtigen, dass die Fläche N-6.8 die ehemaligen Schifffahrtsrouten SN6 und SN12 (teilweise) schließt. Auch aus verkehrlichen Gründen ist es daher zu vermeiden, dass die Fläche N-6.8 nicht oder sehr viel später bebaut wird. Spätestens mit der Bebauung der Fläche Doordewind in der niederländischen AWZ würde andernfalls eine "Sackgasse" entstehen. Nicht zuletzt ist die Fläche zudem mit der festgelegten zu installierenden Leistung ein Bestandteil bei der Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels von mindestens 40 GW im Jahr 2035 sowie dem langfristigen Ausbauziel von 70 GW bis 2045.

Auch für die Fläche N-13.1 und N-13.2 wurde eine zeitliche Verschiebung vorgeschlagen. Die oben genannten Argumente hinsichtlich der fortgeschrittenen Realisierung der ONAS sowie der

Erreichung der Ausbauziele sind hierbei ebenso gültig und sprechen gegen eine solche zeitliche Verschiebung.

Weitere Flächenanpassungen

Neben den im Entwurf dargestellten Maßnahmen wurden in verschiedenen Stellungnahmen weitere vergleichbare räumliche oder zeitliche Anpassungen vorgeschlagen. Allen Vorschlägen ist dabei gemein, dass sie eine Reduzierung der Leistungsdichte bezwecken und damit die Ertrags-situation der betroffenen und benachbarten Flächen potentiell verbessern. Konkret wurde beispielsweise vorgeschlagen, die Flächen N-12.4, N-12.5 und N-12.6 unter Verzicht auf ein ONAS zusammenzulegen oder mit Flächen in Gebiet N-13 zu kombinieren, um insgesamt weniger Leistung auf der gleichen Fläche vorzusehen. Neben einem vollständigen Verzicht (s.o.) wurde zudem für die Fläche N-6.8 eine Reduktion der voraussichtlich zu installierenden Leistung von 2.000 MW auf z.B. 500 MW im Zusammenhang mit den Anpassungen in Gebiet N-10 angeregt. Alle vorgeschlagenen Maßnahmen wurden durch das BSH geprüft. Im Ergebnis wurde dabei jedoch festgestellt, dass eine Umsetzung aus zwei wesentlichen Gründen nicht möglich ist: zum einen sind alle erwähnten Flächen und deren festgelegte voraussichtlich zu installierende Leistung erforderlich, um die gesetzlichen Ausbauziele zu erreichen. Ein Verzicht oder eine Leistungsreduktion würden daher stets einen Ausgleich an anderer Stelle erfordern, der aktuell nicht erkennbar ist. Die mitunter vorgeschlagene Anbindung weiterer Kapazitäten aus benachbarten AWZ stellt nach hiesiger Einschätzung zum aktuellen Zeitpunkt keine so robuste Grundlage dar, dass sie einen Verzicht auf bereits festgelegte Leistung rechtfertigen würde. Der zweite Grund, der gegen die vorgeschlagenen Maßnahmen spricht, ist, dass in den meisten Fällen die zugehörigen ONAS bereits festgelegt und in vielen Fällen in einem fortgeschrittenen Planungs- bzw. Realisierungsstadium sind.

Umtrassierung NOR-10-1

Die Umtrassierung des ONAS NOR-10-1 wird von der GDWS, von Fischereivertretern und Umweltverbänden positiv bewertet. In den Stellungnahmen wird herausgestellt, dass die Vermeidung von Kreuzungsbauwerken eine sinnvolle Optimierung der Trassenführung darstellt und dazu beiträgt, zusätzliche Eingriffe in den Meeresraum zu reduzieren. Die GDWS führt aus, dass durch die Umtrassierung eine mögliche Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs in der Bauphase der entsprechenden ONAS möglichst geringgehalten werde. Der zuständige ÜNB Amprion lehnt die Trasse unter Anführung zahlreicher Argumente wie beispielsweise zeitlichen Verzug im Planfeststellungsverfahren, Vertrauensschutzgesichtspunkte, zusätzliche Kosten und Risiko der Erforderlichkeit zusätzlicher systemtechnischer Maßnahmen ab.

Hinsichtlich des zeitlichen Verzugs geht das BSH davon aus, dass die Zulassungsentscheidung trotz der erforderlichen zusätzlichen Trassensurveys und der dadurch auftretenden Verzögerungen bei der Überarbeitung der Planunterlagen rechtzeitig vor dem geplanten Baubeginn des HVDC-Kabels vorliegen wird und der Realisierungsplan durch die Umtrassierung nicht gefährdet wird. Auch wenn zusätzliche Kosten durch erneute Trassensurveys auf dem neuen Trassenabschnitt erforderlich sind, überwiegt insbesondere der Gesichtspunkt der Einsparung von insgesamt 11 km Trassenlänge, weil hierdurch eine höhere Reduzierung der Kosten, der Umweltauswirkungen und des in Anspruch genommenen Raums erreicht wird.

Die von Amprion auf einer anderen, vom FEP 2025 abweichenden Trasse (sog. Option 1) durchgeführten Untersuchungen sind aus Sicht des BSH vollständig auf eigenes Risiko erfolgt. Auch

wenn abgestimmt wurde, dass die von Amprion vorgeschlagene Option 1 in das anstehende Fortschreibungsverfahren des FEP aufgenommen und konsultiert werden soll, kann der Ausgang eines FEP-Fortschreibungsverfahrens nicht über bilaterale Abstimmungsgespräche vorweggenommen werden. Im Laufe des Verfahrens sind insbesondere aufgrund des Konsultations- und Abwägungsprozesses Anpassungen möglich. Ferner lagen zum damaligen Zeitpunkt andere Rahmenbedingungen wie ein anderer Stand für die Flächenzuschnitte im Gebiet N-10 / SEN-1, die auch von den ÜNB eingebracht wurden, vor. Durch die Optimierungen im Gebiet N-10 hat sich gegenüber Februar 2026 eine geänderte Ausgangslage ergeben. Hier ist darauf hinzuweisen, dass Amprion initial eine Optimierung von N-10 vorgeschlagen hat. Ferner wurden VertreterInnen von Amprion bei Änderung der Flächenzuschnitte im Gebiet N-10 / SEN-1 frühzeitig auf eine mögliche Trassenänderung von NOR-10-1 hingewiesen.

Hinsichtlich möglicher Risiken durch potenzielle Funde auf der Trasse gilt, dass für die Belange des Biotopschutzes auf Grundlage der erfolgten SUP zum FEP 2025 und der zur Verfügung stehenden Sedimentdaten nicht davon auszugehen ist, dass geschützte Biotope gequert werden (vgl. Ausführungen unter IV.). Sollten tatsächlich Wracks oder Munitionsfunde auftreten, können diese üblicherweise im Rahmen einer Feintrassierung kleinräumig umgangen werden.

Aktuell ist nicht vollständig auszuschließen, dass aufgrund der verringerten Trassenlänge zusätzliche systemtechnische Maßnahmen wie z.B. zusätzliche DC-Filter erforderlich sind. Die ÜNB schreiben in ihrer Stellungnahme, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit derzeit nicht abschließend bewertet werden kann, aber als gering eingestuft wird. Im Eintrittsfall werden die Auswirkungen auf das ONAS seitens der ÜNB als erheblich eingestuft. Für den Fall, dass keine zusätzlichen systemtechnischen Maßnahmen mit erheblichen Auswirkungen auf das ONAS wie weitere DC-Filter auf der Konverterplattform mit über den aktuellen Stand hinausgehenden Platzbedarf erforderlich sind, überwiegen nach dem aktuellen Kenntnisstand unter Abwägung der verschiedenen Gesichtspunkte die Vorteile der Umtrassierung. Sollte die abschließende Bewertung von Amprion zur Erforderlichkeit von zusätzlichen systemtechnischen Maßnahmen zu dem Ergebnis kommen, dass erhebliche Änderungen erforderlich sind, steht noch ausreichend Zeit für die rechtzeitige Zulassung des Vorhabens zur Verfügung, um dies in der anstehenden Fortschreibung des FEP einzubringen und zu ändern.

Insgesamt überwiegen nach Abwägung der Gesichtspunkte die Vorteile der Änderung der Trasse in der Form, wie sie in diesem Änderungsverfahren konsultiert wurde. Insbesondere aufgrund der Reduzierung der Trassenlänge um 11 km verringert sich der Eingriff in den Meeresboden und die Meeresumwelt; gleichzeitig werden die volkswirtschaftlichen Kosten für das Kabel reduziert. Gegenüber der Trassenfestlegung im FEP 2023 werden durch die Umtrassierung von NOR-10-1 insgesamt zehn Kreuzungen mit anderen ONAS eingespart.

Individuelle Befristungsdauern

Die Betriebsdauer der Fläche N-10.2 wurde bereits im Verfahren zu der am 30. Januar 2026 bekanntgemachten Änderung des FEP 2025 thematisiert. Auf die zusammenfassende Abwägung wird verwiesen.

Die Stellungnahmen und Argumente wurden vor dem Hintergrund des vom Bundeskabinett beschlossenen WindSeeG-E erneut geprüft und für die konkretisierende Festlegung (unter Vorbehalt) berücksichtigt. Im Ergebnis wird ein Ausgleich umgesetzt zwischen der effizienten Nutzung der zukünftigen WEA sowie der positiven Auswirkung längerer Betriebsdauern auf die Wirtschaft-

lichkeit des Projekts einerseits und andererseits den Risiken im Hinblick auf die vollständige Auslastung des ONAS sowie den Vorbehalt des zuständigen ÜNB, dass das ONAS bereits unter der rechtlichen Rahmenbedingung einer Zulassungsdauer von 25 Jahren beauftragt wurde.

SUP-Vorprüfung

Hinsichtlich der SUP-Vorprüfung wurde von zwei Stellungnahmen das Ergebnis hinterfragt, keine SUP durchzuführen. Das BfN führte hierzu aus, dass es seit der SUP zum FEP 2025 neue Literatur zu See- und Rastvögeln gäbe, die zu dem Ergebnis erheblicher Umweltauswirkungen führe und damit die Pflicht, eine SUP durchzuführen, nach sich ziehe. Bereits die SUP zum FEP 2025, mit der die Flächen N-12.6 und N-12.5 festgelegt wurden, kam jedoch zu dem Ergebnis, dass voraussichtlich erhebliche Beeinträchtigungen nicht mit Sicherheit ausgeschlossen werden können. Die Ergebnisse der neuen Veröffentlichungen bestätigen diese Aussagen, erfordern jedoch weder eine Anpassung der Einschätzung zur Bedeutung der gegenständlichen Flächen noch hinsichtlich der voraussichtlichen Auswirkungen. Daher wird das Ergebnis der SUP-Vorprüfung, dass keine SUP erforderlich ist, aufrechterhalten. Auch äußerte sich das BfN dahingehend, bei der Prüfung der Eingangsvoraussetzungen für die SUP-Vorprüfung nicht beteiligt worden zu sein. Das für die Beteiligung, in deren Rahmen auch das BfN angeschrieben wurde, veröffentlichte Dokument des Entwurfs der zweiten FEP-Änderung enthält einen Abschnitt zur SUP-Vorprüfung. Dieser beinhaltet nicht nur Aussagen zu den Inhalten der SUP-Vorprüfung selbst, sondern hat auch Ausführungen zu den Voraussetzungen, um überhaupt eine SUP-Vorprüfung durchführen zu können, zum Gegenstand. Auch diese Inhalte sind Gegenstand der Beteiligung und werden, soweit sie in Stellungnahmen aufgegriffen werden, geprüft.

Weitere Aspekte betrafen die Prüfung kumulativer Auswirkungen, die als nicht ausreichend angesehen wurden, da die Zunahme der Anzahl von OWP, ONAS, Plattformen und des Schiffsverkehrs nicht betrachtet worden sei. Da v.a. kleinere räumliche Änderungen vorgenommen werden, kommt die SUP-Vorprüfung zum Ergebnis, dass hierdurch kumulativ keine neuen oder anderen kumulativen Auswirkungen gegenüber dem FEP 2025 zu erwarten sind. Der überwiegende Anteil der räumlichen Änderungen findet innerhalb der bereits geprüften Gebiete und Trassen des FEP 2025 statt.

VI. Literaturverzeichnis

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2009). *Positionspapier des Geschäftsbereichs des Bundesumweltministeriums zur kumulativen Bewertung des Seetaucherhabitatverlusts durch Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee als Grundlage für eine Übereinkunft des BfN mit dem BSH.*
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2013). *Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastung bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Schallschutzkonzept).* Von https://www.bfn.de/sites/default/files/2022-03/Schallschutzkonzept_Schweinswale_bf.pdf abgerufen
- Dierschke, V., Borkenhagen, K., Enners, L., Garthe, S., Mercker, M., Peschko, V., . . . Markones, N. (2024). Sensitivität von Seevögeln gegenüber Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee im Hinblick auf Lebensraumverluste durch Meidung. *Vogelwelt*, 142: 59–74 .
- Gerlach, B., Dröschmeister, R., Langgemach, T., Berlin, K., Borkenhagen, K. B., Davids, S., . . . Wahl, J. (2025). *Vögel in Deutschland – Bestandssituation 2025*. Münster: DDA, BfN, LAG VSW.
- Mercker, M., Peschko, V., Borkenhagen, K., Markones, N., Schwemmer, H., Dierschke, V., & Garthe, S. (2026). Beyond Local Footprints: Disentangling Large-Scale Redistribution and Local Abundance Responses to Offshore Wind Farms. *Ecology and Evolution*, 16, no. 3: e73256. doi:<https://doi.org/10.1002/ece3.73256>
- Peschko, V., Mercker, M., Schwemmer, H., Markones, N., Dierschke, V., Holtmanns, L., & Garthe, S. (2025). Offshore wind farms in German waters: Cumulative effects on different seabird species range from attraction to strong avoidance. *SSRN*, preprint.
- Vilela, R. B., Diederichs, A., Szostek, L., Freund, A., Braasch, A., & Nehls, G. (2026). Spatial redistribution of divers in response to offshore wind farms: A joint-likelihood Bayesian approach to assess seabird distribution changes. *Journal of Environmental Management*, Volume 417.
- Vollmer, L., & Dörenkämper, M. (2026). *Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 30 und 31.* Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg_30_31.html abgerufen
- Vollmer, L., & Dörenkämper, M. (2026). *Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenario 33.* Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/_Anlagen/Downloads_FEP2025/Ergb_Ertragsmodellg_33.html abgerufen