Gesetzentwurf

der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See

A. Problem und Ziel

Ziel der Bundesregierung ist eine Energiepolitik, die konsequent auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit setzt und dabei die Potenziale der erneuerbaren Energien ausschöpft. Die Windenergie auf See ist ein Eckpfeiler für eine klimaneutrale Stromversorgung sowie für die nationale Resilienz und Unabhängigkeit.

Das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) ist das zentrale Instrument, um den Ausbau der Windenergie auf See transparent, planbar und pragmatisch zum Erfolg zu führen. Aktuell befindet sich die Windenergie auf See in einem schwierigen Marktumfeld. Angesichts steigender Investitionskosten für Windenergie-Projekte und Netzanbindungen schärft das Gesetz den Fokus auf Kosteneffizienz und Tragfähigkeit für Strom- und Netzkunden.

Um die Systemkosten zu senken, synchronisiert das Gesetz den Ausbau der Erzeugung und der Netzanbindung stärker miteinander. Die Grundlagen für eine optimierte Flächenkulisse in der Nordsee werden so gelegt, dass Erträge gesteigert werden und die Netzinfrastruktur optimal ausgelastet wird. Die Ausschreibungsvolumina sind dafür so festzulegen, dass sie ein kosteneffizientes Verhältnis von Stromerzeugungs- und Netzübertragungsleistung erreichen. Der Flächenentwicklungsplan bleibt dabei das wichtigste Planungsinstrument. Leitbild ist ein Planungsrealismus, der eine flexible Anpassung an den tatsächlichen Strombedarf bis 2045 erlaubt und so teure Überkapazitäten vermeidet. Dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) soll Flexibilität eingeräumt werden, in einem definierten Ausschreibungskorridor von durchschnittlich 3 000 Megawatt (MW) jährlich einen möglichst stetigen Ausbaupfad bis 2045 zu entwickeln. Der nationale Ausbau der Windenergie auf See trägt damit zu einem besser integrierten europäischen Energiesystem bei.

Ein stabiler Ausbau erfordert erfolgreiche Ausschreibungen. Die teilweise erfolglosen Ausschreibungen im Jahr 2025 sind ein Zeichen dafür, dass Investitionsbedingungen verbessert werden müssen und Investoren ein Signal für langfristige finanzielle Planungssicherheit brauchen. Ziel ist es, einen verlässlichen Investitionsrahmen für zukünftige Projekte zu schaffen, der sowohl eine weitgehende Marktintegration als auch eine angemessene Absicherung angesichts steigender Unsicherheiten und der aktuellen Kostenentwicklung gewährleistet.

Das Gesetz schafft daher einen verlässlichen Rahmen, der Investitionssicherheit mit der Kostentragfähigkeit des Gesamtsystems vereint. Projekte ohne Förderbedarf werden gezielt ermöglicht, indem Förderung nur dann erfolgt, wenn eine marktliche Realisierung nicht möglich ist. Wo Absicherung nötig ist, erfolgt dies im Einklang mit der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und dem EU-Beihilferecht. Die Förderung muss markt- und systemdienlich erfolgen. Ein weitgehender Gleichlauf mit den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) ist, soweit keine sektor- oder technologiespezifischen Hindernisse dem entgegenstehen, aus Gründen der Verwaltungsvereinheitlichung geboten. Entscheidend ist daher in Zeiten hoher Strompreise, eine Abschöpfung von Erlösen vorzusehen, um über die Förderdauer die Haushaltsbelastung zu reduzieren und eine Überförderung auszuschließen. Damit wird ein Anreiz dafür geschaffen, dass umfassende marktli-

che Chancen nur ohne Absicherung zur Verfügung stehen, und der Markt zudem für sogenannte Power Purchase Agreements gestärkt wird. Die Fördermaßnahmen und Subventionen werden dadurch auf das unbedingt nötige Maß beschränkt.

Mit der Anpassung an die Vorgaben des Artikel 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Schaffung eines Rahmens für Maßnahmen zur Stärkung des europäischen Ökosystems der Fertigung von Netto-Null-Technologien und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1724 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) für einen Teil der Ausschreibungsmengen stärkt das Gesetz die Resilienz und Sicherheit der kritischen Infrastruktur in der Nordsee. Ziel ist es, die Vorgaben aus dem Net-Zero Industry Act bürokratiearm und wirksam umzusetzen. Bis 2030 sollen 40 Prozent des EU-Versorgungsbedarfs an strategischer Netto-Null-Technologie in der EU produziert werden. Für die Windenergie auf See werden für einen Teil der Ausschreibungen daher qualitative Kriterien wie Resilienz und Nachhaltigkeit umgesetzt. Das Kriterium der Cybersicherheit soll für sämtliche Ausschreibungen für Windenergie-auf-See zur Anwendung kommen. Damit werden die europäischen Wertschöpfungsketten gefestigt und einseitige Abhängigkeiten mittelfristig abgebaut.

Das Gesetz entwickelt den Rahmen für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation auf See insbesondere für Wasserstoff weiter. Der Hochlauf von Wasserstoff gestaltet sich ambitioniert und geht auf See mit zusätzlichen technischen Herausforderungen einher. Der Koalitionsvertrag setzt sich zum Ziel, kombinierte Anlagenkonzepte mit Stromerzeugung und Elektrolyse mit einer kombinierten direktelektrischen und leitungsgebundenen Anbindung zu realisieren. Das Gesetz dient der Ermöglichung der Erprobung solcher Konzepte.

Dieser Gesetzentwurf steht im Kontext der gefährdeten rechtzeitigen Erreichung der Ziele der Resolution der Generalversammlung der Vereinten Nationen vom 25. September 2015 „Transformation unserer Welt: die UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung“ und trägt zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele 7 und 16 bei, leistungsfähige Institutionen auf allen Ebenen aufzubauen, um den Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle zu sichern.

B. Lösung

An den gesetzlichen Zielen des WindSeeG wird festgehalten, der Ausbau soll jedoch verstetigt und die Flexibilität für die Zukunft erhalten werden. Der jährliche Ausschreibungskorridor wird daher ab 2027 angepasst. Das BSH erhält den notwendigen Spielraum bei der Festlegung der Ausschreibungsmengen. Grenzüberschreitende Kooperationsprojekte können angerechnet werden.

Zur Erreichung des 70-Gigawatt (GW)-Ausbauziels bis 2045 müssen nach aktuellem Stand ab 2035 jährlich im Durchschnitt knapp unter 3 000 MW in Betrieb gehen, wobei grenzüberschreitende Kooperationsprojekte angerechnet werden können. Der 2-GW-Standard für Offshore-Netzanbindungssysteme führt jedoch dazu, dass Ausbaumengen im Regelfall nur in 2-GW-Schritten in Betrieb gehen können. Die dazugehörige Erzeugungsleistung kann je nach Überbauungsgrad der Netzanbindungsleistung darüber liegen. Der neue Ausschreibungskorridor gibt dem BSH die Flexibilität, Überbauungsgrade ggf. flächenspezifisch zu ermöglichen. Darüber hinaus ermöglicht der Korridor eine flexible Anrechnung von grenzüberschreitenden Kooperationsprojekten nach § 5 EEG 2023.

Der Entwurf zielt auf eine Senkung der Systemkosten sowie eine bessere Netzintegration. Mit dem Referentenentwurf werden die Grundlagen für eine Umsetzung der sogenannten Optimierung des Ausbaus der Windenergie auf See mit der Fortschreibung des nächsten Flächenentwicklungsplans durch das BSH gelegt. Ziel ist es, die Systemkosten insgesamt

in den Blick zu nehmen und so die Belastung für Netzkunden und den Bundeshaushalt zu senken.

Eine zentrale Rolle für die Kosten spielen ein möglichst hochausgelasteter Netzbetrieb und eine Beschränkung der Anzahl der Offshore-Anbindungsleitungen. Offshore-Anbindungsleitungen erfordern hohe Investitionen von rund 5 bis 10 Milliarden Euro. Die Maßnahme reduziert damit die Belastung der Stromkunden, da diese Kosten über die Offshore-Netzumlage nach § 17f des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) umgelegt werden. Der Referentenentwurf legt die Grundlage für eine Steigerung der Übertragungsleistung der 2-GW-Offshore-Netzanbindungssysteme, eine Überbauung der Offshore-Netzanbindung sowie eine Reduktion der Leistungsdichte und einen Flächenneuzuschnitt.

Zur Kosteneffizienz erhöht der Entwurf zudem die Regellaufzeit von neuen -Windenergie auf See-Parks von 25 auf 35 Jahre. Diese Änderung erlaubt Vorhabenträgern, technisch-wirtschaftlich optimale Investitionen nach dem aktuellen Stand der Technik in neue Anlagen zu tätigen. Die Wirtschaftlichkeit von Projekten wird hierdurch verbessert.

Zum Bürokratieabbau und zur Verwaltungsvereinfachung setzt der Entwurf Vereinfachungen des Infrastrukturzukunftsgesetzes ebenso wie weitere Verfahrens- und Verwaltungsvereinfachungen um. Er gestaltet Verfahren dadurch digitaler, bürokratieärmer und kostengünstiger. Dabei sollen auch Synergien bei Umweltuntersuchungen gehoben werden, um Kosten für die Verwaltung und die Unternehmen zu sparen.

Mit der Änderung des WindSeeG wird das Ausschreibungsdesign für Windenergie auf See weiterentwickelt. Ziel ist es, einen verlässlichen Investitionsrahmen für zukünftige Projekte zu schaffen, der sowohl eine weitgehende Marktintegration als auch eine angemessene Absicherung angesichts steigender Unsicherheiten und der aktuellen Kostenentwicklung gewährleistet. Dabei wird den besonderen Anforderungen an die Resilienz, der Stärkung europäischer Lieferketten und der Industrie sowie dem Beitrag der Windenergie auf See zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa Rechnung getragen.

Das Ausschreibungsverfahren wird weitgehend für beide Flächenkategorien (zentral voruntersuchte und nicht zentral voruntersuchte Flächen) vereinheitlicht, um für Behörden und Unternehmen Komplexität und Bürokratie zu reduzieren.

Das Ausschreibungsdesign gibt der Marktintegration und der förderfreien Umsetzung der Windenergie auf See Vorrang. Eine Absicherung erfolgt nur, sofern dies nötig ist. Dafür wird ein Zwei-Stufen-Modell etabliert (1. Stufe marktwirtschaftlich ohne Förderung, 2. Stufe zweiseitiger Differenzvertrag, CfD).

Die Ausgestaltung des zweiseitigen Differenzvertrags wird im novellierten EEG 2027 festgelegt. Somit wird ein einheitliches Design für alle erneuerbaren Energien angewandt, welches die Anforderungen der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung erfüllt. Im WindSeeG wird normiert, dass bei einer Bezuschlagung auf der zweiten Stufe der erfolgreiche Bieter unter dem Anspruch auf die Marktprämie (§ 19 EEG 2027) und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags (§ 21d EEG 2027) realisiert. Damit steht ein Finanzierungsmodell zur Verfügung, das produktionsabhängig mittels Marktprämie fördert und in Situationen, in denen der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt, Erlöse oberhalb des Gebots über den Refinanzierungsbeitrag abschöpft. Im EEG 2027 ist ein Entfallen des Refinanzierungsbeitrags in Stunden mit negativen Preisen vorgesehen; diese Stunden werden am Ende an die Förderdauer angehängt.

Der Höchstwert für den anzulegenden Wert wird im WindSeeG basierend auf einem Referenzfall festgelegt. Da die Ermittlung des Förderbedarfs aufgrund von Informationsasymmetrien, dynamischen Kostenentwicklungen und langen Realisierungszeiträumen mit Unsicherheiten behaftet ist, soll die wettbewerbliche Ermittlung zu kostendeckenden Geboten

führen und Überförderung ausschließen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) behält die Kompetenz, Anpassungen von bis zu 10 Prozent vorzunehmen, und erhält zudem die neue Kompetenz, den Höchstwert je nach flächenspezifischer Ertragsprognose anzupassen.

Zudem werden die Sicherheiten und Pönalen an das neue Ausschreibungsdesign angepasst.

Der Entwurf stärkt Resilienz und Wettbewerbsfähigkeit der Lieferkette für Windenergie auf See. Mit dem Referentenentwurf werden die Vorgaben des Artikels 26 NZIA sowie der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 für den Bereich der Windenergie auf See-Ausschreibungen umgesetzt. Artikel 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) gibt qualitative Kriterien für einen Teil der Ausschreibungen erneuerbarer Energien vor. Diese müssen teilweise als Zugangskriterien (Vorqualifikationskriterien) und können teilweise entweder als Zugangs- oder als Bewertungskriterien ausgestaltet werden.

Im Bereich der Windenergie auf See werden die NZIA-Kriterien für die Ausschreibungen der zentral voruntersuchten Flächen umgesetzt, sodass in der Regel ein Ausschreibungsvolumen von 2 GW pro Jahr zur Verfügung steht. Die NZIA-Kriterien ersetzen die bisherigen qualitativen Kriterien (Beitrag zur Dekarbonisierung, Umfang der Energie-Direktlieferung, Schallbelastung und Versiegelung durch Gründungstechnologien sowie Beitrag zur Fachkräftesicherung). Im Gegensatz zu den bisherigen Kriterien erfordern die Vorgaben des NZIA bei der Zuschlagserteilung keine komplexe Bewertung durch die ausführende Behörde, wodurch der Bürokratieaufwand reduziert wird.

Mit dem Entwurf wird der regulatorische Rahmen für die kombinierte Anbindung von Windkraftanlagen sowohl an das Stromnetz als auch an eine noch zu schaffende Wasserstoffinfrastruktur geschaffen. Damit wird der politische Auftrag aus dem Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 21. Legislaturperiode umgesetzt, die dort sogenannte hybride Anbindung (Kabel und H2-Pipeline) von Windenergieanlagen auf See zu ermöglichen. Durch die Ermöglichung dieser kombinierten Anlagenkonzepte soll eine Erprobung im Betrieb und im größeren Maßstab möglich gemacht werden. Dies geschieht durch eine Öffnung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche für eine Netzanbindung.

Der Referentenentwurf schafft die Rechtsgrundlage für eine gegebenenfalls erforderliche Rettungsinfrastruktur in küstenfernen Gebieten der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone.

C. Alternativen

Keine.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Mit dem Gesetzentwurf wird das Ausschreibungsdesign für Windenergie auf See weiterentwickelt.

Während auf der ersten Stufe Einnahmen für den Haushalt generiert werden könnten, falls ein Projekt marktlich ohne Förderung auskommt, wird auf der zweiten Stufe ein Differenzvertrag mit Marktprämie und Refinanzierungsbeitrag angewendet. Inwiefern der Haushalt be- oder entlastet wird, hängt von der Höhe der Einnahmen aus dem Refinanzierungsbeitrag und den Ausgaben für die Förderung durch die Marktprämie ab.

Für den Zeitraum der aktuellen Finanzplanung der Jahre 2027-2030 werden gesichert weder Einnahmen aus dem Refinanzierungsbeitrag noch Ausgaben über die Marktprämie

haushaltswirksam. Denn sofern Ausschreibungen im Jahr 2027 zu einer Förderung über einen Differenzvertrag für Windenergieanlagen auf See führen würden, würden diese Anlagen nicht vor dem Jahr 2032 in Betrieb gehen und die Förderung erst dann einsetzen. Für den Zeitraum 2032 bis nach 2050 unterliegen Kostenschätzungen sehr hohen Unsicherheiten, weil die Förderkosten unter anderem von der Höhe der Strompreise bzw. des Marktwerts für Windenergie auf See abhängen und die Strompreisprognosen etablierter Anbieter eine sehr große Streuung aufweisen. Auf Basis marktüblicher, variierender Strompreisprognosen liegen bei Zuschlag zum Höchstwert die durchschnittlichen Förderkosten näherungsweise zwischen -0,07 Ct pro Kilowattstunde(kWh) bis zu 1,23 Ct/kWh (reale Werte). Bei Bezuschlagung auf der ersten Stufe mit Zahlungsgebot oder bei positiver Strompreisentwicklung können Förderkosten jedoch auch komplett entfallen oder sogar Haushaltseinnahmen generiert werden. Bei pauschal angenommenen 3 600 Vollaststunden können für eine Ausschreibungskohorte von 3 Gigawatt jährliche durchschnittliche Förderkosten von -8 Mio. Euro (Abschöpfung) bis 133 Mio. Euro entstehen. Dies gilt unter der Annahme, dass alle 3 Gigawatt mit Absicherungsinstrument zum Höchstwert vergeben werden. Bedingt durch die Länge der Förderdauer und jährliche Neuausschreibungen kommt jährlich eine Kohorte hinzu; die Förderkosten steigen damit ab 2032 jährlich um eine zusätzliche Kohorte an bzw. sinken um den Betrag, um den eine Abschöpfung bei der zusätzlichen Kohorte stattfindet.

Aufgrund der Neuregelungen entsteht für die Bundesnetzagentur finanzieller und stellenmäßiger Mehrbedarf. Es entstehen jährliche Personaleinzelkosten für die Wahrnehmung der Fachaufgaben in Höhe von insgesamt 350 484 Euro und jährliche Sacheinzelkosten in Höhe von 106 106 Euro. Nach den Ergebnissen zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes sind für die Wahrnehmung der Fachaufgaben insgesamt 3,08 Planstellen, 2,22 hD, 0,58 gD, 0,28 mD, erforderlich. Die Kosten wurden auf Grundlage des Rundschreibens für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen und Kostenberechnungen des BMF vom 08. Juni 2026 (Gz. II A 3 – H 1012/00236/007/015) ermittelt. Es entsteht ein jährlicher Sachaufwand in Höhe von 185 000 Euro durch die Verwendung einer Auktionssoftware bei der Durchführung der Ausschreibungsverfahren und die Einholung externer Gutachter im Zusammenhang mit der Festlegung von abweichenden Höchstwerten. Der in diesem Absatz dargestellte finanzielle und personelle Mehrbedarf soll im Einzelplan 09 durch Repriorisierung von bestehenden Aufgaben im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ausgeglichen werden.

Hinsichtlich der Neuregelungen die das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie betreffen sind für den Erfüllungsaufwand keine signifikanten Veränderungen aufzuführen. Es wird zwar ein zusätzlicher Aufwand im Vollzug betreffend die längeren Laufzeiten von Offshore-Windparks zu erwarten sein, aber dieser ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ausreichend quantifizierbar. Ein etwaiger Mehrbedarf wird finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Durch diesen Gesetzentwurf entstehen keine neuen Kosten für Bürgerinnen und Bürger. Insbesondere enthält dieser Gesetzentwurf keine neuen Informationspflichten.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch dieses Gesetz entsteht für die Wirtschaft ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von schätzungsweise 30 699 934 Euro.

Der jährliche Erfüllungsaufwand des Net Zero Industry Act (NZIA) beruht auf EU-Vorgaben.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Bundesverwaltung:

Durch dieses Gesetz entsteht der Bundesnetzagentur ein jährlicher Erfüllungsaufwand (Personaleinzelkosten, Sacheinzelkosten, Sachaufwände) in Höhe von insgesamt schätzungsweise 641 590 Euro. Dieser wird durch Repriorisierung im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ausgeglichen. Aus der Umsetzung von EU-Vorgaben des Net Zero Industry Acts resultieren dabei jährliche Personaleinzelkosten in Höhe von schätzungsweise 149 849 Euro und jährliche Sachaufwände in Höhe von schätzungsweise 15 000 Euro.

Verwaltungen der Länder und Kommunen:

Durch das vorliegende Gesetz entsteht kein Erfüllungsaufwand für die Verwaltung der Länder und Kommunen.

F. Weitere Kosten

Die mit dem Entwurf vorgesehene Einführung eines Abschöpfungsmechanismus hat keine Auswirkungen auf Einzelpreis und das Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, und es sind dadurch keine signifikanten Veränderungen des Wettbewerbs und der sozialen Sicherungssysteme zu erwarten.

Der NZIA zielt darauf ab, die Produktionskapazitäten für grüne Technologien in Europa zu stärken. Damit verbunden sind Investitionen und potenzielle Kosten für die gesamte Wirtschaft. Gleichzeitig können durch den NZIA europäische Fertigungskapazitäten gestärkt und damit das Wachstum der deutschen und europäischen Wirtschaft vorangetrieben werden. Mit Blick auf das Bruttoinlandsprodukt hat der NZIA daher sowohl wachstumsfördernde als auch kostentreibende Effekte.

Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See[1]

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes

Das Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch … geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

   a) Die Angabe zu § 12 wird durch die folgende Angabe ersetzt:

   „§ 12 Verfahren zur zentralen Voruntersuchung von Flächen; Verordnungsermächtigung; Subdelegationsbefugnis“.

   b) Nach der Angabe zu § 15 wird die folgende Angabe eingefügt:

   „§ 15a Anforderungen an die Cyber- und Datensicherheit“.

   c) Die Angabe zu den §§ 19 bis 23 wird durch die folgende Angabe ersetzt:

   „§ 19 Höchstwert; Festlegungskompetenz

   § 20 Zweistufiges Zuschlagsverfahren

   § 21 Erste Stufe des dynamischen Gebotsverfahrens als marktliche Realisierung

   § 22 Zahlungsverpflichtung nach Zuschlag im dynamischen Gebotsverfahren auf der ersten Stufe

   § 22a Zweite Stufe des dynamischen Gebotsverfahrens als Realisierung unter dem Absicherungsmechanismus

   § 23 Nähere Ausgestaltung der dynamischen Gebotsverfahren auf der ersten und zweiten Stufe“.

   d) Die Angabe zu den §§ 27 bis 38 wird durch die folgende Angabe ersetzt:

   „§ 27 (weggefallen)

   § 28 (weggefallen)

   § 29 (weggefallen)

   § 30 (weggefallen)

   § 31 (weggefallen)

   § 32 (weggefallen)

[1] Dieses Gesetz dient der Durchführung von Artikel 26 der Verordnung (EU) 2024/1735.

§ 33 (weggefallen)

§ 34 (weggefallen)

§ 35 (weggefallen)

§ 36 (weggefallen)

§ 37 (weggefallen)

§ 38 (weggefallen)“.

e) Nach der Angabe zu § 51 wird die folgende Angabe eingefügt:

„§ 51a Anforderungen an die Resilienz“.

f) Die Angabe zu den §§ 53 und 54 wird durch die folgende Angabe ersetzt:

„§ 53 Höchstwert; Festlegungskompetenz

§ 54 Zweistufiges Zuschlagsverfahren

§ 54a Anwendung von Bewertungskriterien in den dynamischen Gebotsverfahren

§ 54b Zahlungsverpflichtung

§ 54c Anzulegender Wert“.

g) Die Angabe zu den §§ 61 bis 64 wird durch die folgende Angabe ersetzt:

„§ 61 (weggefallen)

§ 62 (weggefallen)

§ 63 (weggefallen)

§ 64 (weggefallen)“.

h) Nach der Angabe zu § 83 wird die folgende Angabe eingefügt:

„§ 83a Nachweispflichten zur Einhaltung von Kriterien und Sanktionen bei Nichteinhaltung der Kriterien“.

i) Nach der Angabe zu § 91 wird die folgende Angabe eingefügt:

„§ 91a Durchführung von Umweltuntersuchungen“.

j) Nach der Angabe zu § 105 wird die folgende Angabe eingefügt:

„§ 106 Beihilfevorbehalt“.

2. § 1 Absatz 3 wird durch den folgenden Absatz 3 ersetzt:

„(3) Die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen, einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen, liegt im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit. Sie sollen als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden. § 4 Absatz 1 des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes ist zu beachten.“

3. § 2a wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aaa) In Nummer 2 wird die Angabe „in den Jahren 2025 und 2026 jährlich“ durch die Angabe „im Jahr 2025“ ersetzt.

bbb) In Nummer 3 wird die Angabe „4 000“ durch die Angabe „zwischen 2 000 und 4 800“ ersetzt.

bb) Nach Satz 2 wird der folgende Satz eingefügt:

„Im Jahr 2026 findet keine Ausschreibung statt.“

b) Absatz 2 wird durch den folgenden Absatz 2 ersetzt:

„(2) Der Anteil des Ausschreibungsvolumens pro zur Ausschreibung kommender Fläche soll grundsätzlich eine zu installierende Leistung von 1 000 bis 1 200 Megawatt betragen. Abweichungen innerhalb eines Korridors von mindestens 500 und höchstens 2 400 Megawatt können in Ausnahmefällen aus fachplanerischen Gründen zulässig sein.“

4. § 3 wird wie folgt geändert:

a) Nach Nummer 3 wird die folgende Nummer 3a eingefügt:

„3a. „Elektrolyseur“ eine Anlage nach § 3 Nummer 10 des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes,“.

b) Nach Nummer 5 wird die folgende Nummer 5a eingefügt:

„5a. „internationale Offshore-Anbindungsleitungen“ internationale Offshore-Anbindungsleitungen nach § 3 Nummer 60 des Energiewirtschaftsgesetzes,“.

c) Nach Nummer 6 wird die folgende Nummer 6a eingefügt:

„6a. „operative Kontrolle“ die Befugnis zur Einführung und Umsetzung von Betriebsstrategien, die die laufenden Tätigkeiten, Prozesse und Ressourcen regeln, um den sicheren Betrieb einer Windenergieanlage auf See, insbesondere ihrer Informations- und Telekommunikationssysteme, zu gewährleisten, wobei die operative Kontrolle über die Windenergieanlage auf See insbesondere den Fernzugriff auf die Windenergieanlage auf See, deren Betriebsführung, die Aufrechterhaltung des ordnungsgemäßen Betriebszustands, die Steuerung der Windenergieanlage auf See, Datenspeicherung und -verarbeitung sowie die Herstellung, Veränderung und Nutzung von im Zusammenhang mit dem Betrieb der Windenergieanlage auf See eingesetzter Firm- und Software umfasst,“.

d) Nummer 7 wird durch die folgende Nummer 7 ersetzt:

„7. „Pilotwindenergieanlage auf See“ die jeweils ersten drei errichteten Windenergieanlagen auf See eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation erprobt wird, wobei die Innovation insbesondere die Generatorleistung, den Rotordurchmesser, die Nabenhöhe, den Turmtypen oder die Gründungsstruktur betreffen kann, und die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See, bei deren Errichtung eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation der eingesetzten Gründungstechnologie erprobt wird, die die mit der Errichtung verbundene Schallbelastung verringert,“.

e) In Nummer 8 wird nach der Angabe „insbesondere Gas“ die Angabe „in Form von Wasserstoff“ eingefügt.

f) Nach Nummer 8 wird die folgende Nummer 8a eingefügt:

„8a. „Pilotenergiegewinnungsanlage auf See“ die jeweils ersten drei sonstigen Energiegewinnungsanlagen eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation erprobt wird,“.

g) In Nummer 9 wird die Angabe „die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden“ durch die Angabe „insbesondere Elektrolyseure“ ersetzt.

5. § 4 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 wird nach der Angabe „Offshore-Anbindungsleitungen“ jeweils die Angabe „, einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen,“ eingefügt.

b) In Absatz 3 Satz 1 wird die Angabe „, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden,“ gestrichen und die Angabe „für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung“ durch die Angabe „zur Energiegewinnung“ ersetzt.

6. § 5 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Nach Nummer 5 wird die folgende Nummer 5a eingefügt:

„5a. die zuzuweisende Netzanbindungskapazität für die jeweiligen Flächen,“.

bb) Die Nummern 7 und 8 werden durch die folgenden Nummern 7 und 8 ersetzt:

„7. Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen, einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen,

8. Orte, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen, einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen, die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten,“.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 werden die Nummern 2 und 3 durch die folgenden Nummern 2 bis 4 ersetzt:

„2. die technischen Gegebenheiten der Offshore-Anbindungsleitung oder der Testfeld-Anbindungsleitung benennen,

3. aus diesen Gegebenheiten sich ergebende technische Voraussetzungen für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See benennen und

4. zur Sicherstellung der Erschließung der Flächen und Einrichtungen nach § 65 Absatz 1 Vorgaben für die Errichtung und den Betrieb von Einrichtungen einschließlich deren Versorgung von Land machen, um insbesondere den Schutz der Gesundheit der dort Beschäftigten sicherzustellen, wobei die Vorgaben insbesondere bauliche und organisatorische Maßnahmen beinhalten können sowie auf Standards verweisen können, die mindestens den allgemein anerkannten Regeln der jeweiligen Fachrichtung entsprechen.“

bb) Nach Satz 2 werden die folgenden Sätze eingefügt:

„Sofern sich aus den Vorgaben nach Satz 2 Nummer 4 Pflichten ergeben, die für den Betrieb von Einrichtungen wesentlich und für alle verantwortlichen Personen im Sinne des § 78 gleichartig sind, kann die jeweilige Pflicht zur Vermeidung von Doppelstrukturen so ausgestaltet werden, dass jede betroffene verantwortliche Person zur Erfüllung der ganzen Vorgabe verpflichtet ist. Sofern eine Pflicht nach Satz 3 nur einmal zu bewirken ist, kann der Flächenentwicklungsplan die Pflicht als Gesamtschuld aller verpflichteten Personen ausgestalten."

c) Absatz 2a Satz 2 wird gestrichen.

d) In Absatz 3 Satz 3 wird nach der Angabe „Offshore-Anbindungsleitungen" die Angabe „, einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen," eingefügt.

e) Absatz 5 Satz 2 wird gestrichen.

7. § 6 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 3 Satz 5 und 6 wird gestrichen.

b) Absatz 3 Satz 7 wird durch den folgenden Satz ersetzt:

„Die Anhörung ist öffentlich; die Unterrichtung der Öffentlichkeit, der Behörden, deren Aufgabenbereiche berührt sind, der Träger öffentlicher Belange, der Übertragungsnetzbetreiber und der nach § 3 des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes anerkannten Umweltvereinigungen jeweils über den Anhörungstermin erfolgt nach § 98 Nummer 1."

c) Absatz 7 wird durch den folgenden Absatz 7 ersetzt:

„(7) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erstellt den Flächenentwicklungsplan im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz, der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt und den Küstenländern. Die Übertragungsnetzbetreiber stellen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie auf Verlangen die für die Vorbereitung, Erstellung, Änderung, Fortschreibung und Fortentwicklung des Flächenentwicklungsplans erforderlichen Informationen zur Verfügung."

8. § 12 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird durch die folgende Überschrift ersetzt:

„§ 12

Verfahren zur zentralen Voruntersuchung von Flächen; Verordnungsermächtigung; Subdelegationsbefugnis".

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Die Sätze 5 und 6 werden gestrichen.

bb) Der bisherige Satz 7 wird durch den folgenden Satz ersetzt:

„Die Anhörung ist öffentlich; die Unterrichtung der Öffentlichkeit, der Behörden, deren Aufgabenbereiche berührt sind, der Träger öffentlicher Belange, der Über-

tragungsnetzbetreiber und der nach § 3 des Umwelt-Rechtsbehelfsgesetzes anerkannten Umweltvereinigungen jeweils über den Anhörungstermin erfolgt nach § 98 Nummer 1.“

c) In Absatz 5 Satz 4 wird die Angabe „Lage der Bebauung auf der Fläche“ durch die Angabe „Lage der Bebauung auf der Fläche, die Zulassung von Ausnahmen im Sinne des § 45 Absatz 7 des Bundesnaturschutzgesetzes“ ersetzt.

9. § 14 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird die Angabe „21 oder 34“ durch die Angabe „22a, 54 oder 54c“ ersetzt.

bb) In Satz 2 wird nach der Angabe „Dezember 2020“ die Angabe „oder einen Zuschlag nach § 34 in der bis zum Ablauf des … [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung“ eingefügt.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aaa) In Nummer 1 wird nach der Angabe „den Zuschlagsberechtigten“ die Angabe „und erforderlichenfalls den anzulegenden Wert nach § 22 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ eingefügt.

bbb) In Nummer 2 wird nach der Angabe „Zuschlagsberechtigten und“ die Angabe „erforderlichenfalls“ eingefügt.

bb) In Satz 4 wird nach der Angabe „Fläche“ die Angabe „grundsätzlich“ eingefügt.

cc) Nach Satz 4 wird der folgende Satz eingefügt:

„Der Flächenentwicklungsplan kann abweichend von Satz 4 einen anderen Gebotstermin für die Ausschreibung festlegen, soweit die Ausbauziele weiterhin gesichert sind.“

c) In Absatz 4 Satz 1 wird die Angabe „§ 20 Absatz 1 Satz 2 oder § 54 Absatz 1 Satz 2“ durch die Angabe „§ 20 Absatz 3 Satz 1 oder § 54 Absatz 3 Satz 1“ ersetzt.

10. Nach § 15 wird der folgende § 15a eingefügt:

„§ 15a

Anforderungen an die Cyber- und Datensicherheit

(1) Der bezuschlagte Bieter hat zur Sicherstellung der Cyber- und Datensicherheit

1. zu gewährleisten, dass die Pflichten nach den §§ 5c bis 5e des Energiewirtschaftsgesetzes eingehalten werden,

2. zu gewährleisten, dass Produkte der Informations- und Kommunikationstechnik nach § 2 Nummer 15 des BSI-Gesetzes, die in der Windenergieanlage auf See verwendet werden, sowie Dienste der Informations- und Kommunikationstechnik

nach § 2 Nummer 14 des BSI-Gesetzes, die im Zusammenhang mit dem Betrieb der Windenergieanlage auf See erbracht werden, nur von solchen Anbietern bezogen werden, die für Ihre Systeme unter der Berücksichtigung der einschlägigen europäischen oder internationalen Normen und unter Einhaltung des Standes der Technik zertifiziert sind,

3. zu gewährleisten, dass Produkte der Informations- und Kommunikationstechnik nach § 2 Nummer 15 des BSI-Gesetzes, die in der Windenergieanlage auf See verwendet werden und von unionsfremden Anbietern bezogen wurden, unter der Berücksichtigung der einschlägigen europäischen oder internationalen Normen und unter Einhaltung des Standes der Technik zertifiziert sind,

4. zu gewährleisten, dass nur im Europäischen Wirtschaftsraum ansässige juristische Personen die operative Kontrolle über die Windenergieanlage auf See ausüben können und eine operative Kontrolle durch Dritte, die diese Voraussetzungen nicht erfüllen, technisch ausgeschlossen ist, und

5. die Sicherheit der Windenergieanlage auf See und des Gesamtsystems zu gewährleisten, insbesondere die erforderlichen technischen, operativen und organisatorischen Maßnahmen zu ergreifen, um zu gewährleisten, dass Daten, die für die Geschäftstätigkeit des Bieters im Zusammenhang mit der Auktion, der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See verwendet oder generiert werden, innerhalb des Europäischen Wirtschaftsraum gespeichert werden und nicht in Länder außerhalb des Europäischen Wirtschaftsraum übermittelt werden.

(2) Eine juristische Person oder eine rechtsfähige Personengesellschaft gilt für die Zwecke dieses Gesetzes als im Europäischen Wirtschaftsraum ansässig, wenn sie ihren Unternehmenssitz in einem Staat des Europäischen Wirtschaftsraums hat und nicht unmittelbar oder mittelbar durch juristische oder natürliche Personen oder durch rechtsfähige Personengesellschaften beherrscht wird,

1. die ihren Unternehmenssitz oder Wohnsitz in einem Staat außerhalb des Europäischen Wirtschaftsraums, außerhalb eines Staates, mit dem die Europäische Union ein Handelsabkommen geschlossen hat, oder außerhalb eines Staates, der Vertragspartei des Nordatlantikvertrages ist, haben oder

2. die unmittelbar oder mittelbar von der Regierung, einschließlich sonstiger staatlicher Stellen oder Streitkräfte, eines Staates nach Nummer 1 kontrolliert werden oder zur Zusammenarbeit mit der Regierung, einschließlich sonstiger staatlicher Stellen oder Streitkräften eines Staates nach Nummer 1 verpflichtet sind oder von dem Staat hierzu verpflichtet werden können.

Eine Beherrschung nach Satz 1 besteht für die Zwecke dieses Gesetzes, wenn eine natürliche oder juristische Person oder eine rechtsfähige Personengesellschaft

1. Verfügungsgewalt über Vermögensgegenstände des Unternehmens ganz oder zu einem wesentlichen Teil hat, vermöge derer Einflussnahme auf die Tätigkeit des Unternehmens ausgeübt werden kann,

2. die absolute Mehrheit der Stimmrechte hält,

3. begründet durch Rechte, Verträge oder andere Mittel, die einzeln oder zusammen unter Berücksichtigung aller tatsächlichen und rechtlichen Umstände die Möglichkeit gewähren, einen bestimmenden Einfluss auf die Tätigkeit des Unternehmens ausüben kann, oder

4. durch sonstige Verbindungunmittelbar oder mittelbar erheblichen Einfluss auf das Unternehmen ausüben kann.“

11. § 16 Satz 2 wird wie folgt geändert:

    a) In Nummer 4 wird nach der Angabe „erfolgen soll,“ die Angabe „einschließlich bekannter Verzögerungen gegenüber den Planungsständen,“ eingefügt.

    b) Die Nummern 8 und 9 werden durch die folgenden Nummern 8 bis 10 ersetzt:

        „8. einen Hinweis auf die nach § 67 Absatz 6 und § 69 Absatz 3 Satz 1 Nummer 7 erforderliche Verpflichtungserklärung,

        9. die Regeln für die Durchführung des zweistufigen Zuschlagsverfahrens nach den §§ 20, 21 und 22a und

        10. die jeweiligen Unterlagen nach § 10 Absatz 1 für die ausgeschriebenen Flächen, sofern nach § 14 Absatz 2 Satz 4 eine zentral voruntersuchte Fläche nach Abschnitt 2 ausgeschrieben wird.“

12. § 17 wird wie folgt geändert:

    a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

        aa) In der Angabe vor Nummer 1 wird nach der Angabe „enthalten“ die Angabe „, um zur Teilnahme am zweistufigen Zuschlagsverfahren zugelassen zu sein“ eingefügt.

        bb) Die Nummern 2 bis 5 werden durch die folgenden Nummern 2 bis 4 ersetzt:

            „2. die Erklärung, dass der Bieter mit der Nutzung von Unterlagen durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und die Bundesnetzagentur nach § 91 Absatz 1 einverstanden ist,

            3. die Bezeichnung der Fläche, für die das Gebot abgegeben wird, und

            4. eine Erklärung, dass der Bieter für den Fall eines Zuschlages die Anforderungen an Cyber- und Datensicherheit nach § 15a einhalten wird.“

    b) Absatz 3 wird gestrichen.

13. § 18 wird wie folgt geändert:

    a) Die Absätze 1 und 2 werden durch die folgenden Absätze 1 und 2 ersetzt:

        „(1) Die Höhe der Sicherheit nach § 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 200 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung und ist nach Maßgabe des Absatzes 2 zu hinterlegen. Die Sicherheit nach Satz 1 erhöht sich um einen Betrag in Höhe von 5 Prozent des Gesamtbetrages nach § 2 Absatz 3, sofern der Zuschlag auf der ersten Stufe des Zuschlagsverfahrens erfolgt.

        (2) Bieter haben eine Sicherheit in Höhe von 25 Prozent der Gesamtsumme nach Absatz 1 Satz 1 bis zum jeweiligen Gebotstermin bei der Bundesnetzagentur zu leisten. Der bezuschlagte Bieter hat zusätzlich innerhalb von drei Monaten nach Erteilung des Zuschlags nach § 21 oder § 22a die verbleibende Gesamtsumme der Sicherheit nach Absatz 1 bei der Bundesnetzagentur zu leisten.“

b) In Absatz 3 Satz 1 wird nach der Angabe „Absatz 1“ die Angabe „Satz 1“ eingefügt.

14. § 19 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird durch die folgende Überschrift ersetzt:

„§ 19

Höchstwert; Festlegungskompetenz“.

b) Absatz 1 wird durch den folgenden Absatz 1 ersetzt:

„(1) Der Höchstwert für Ausschreibungen für Strom aus Windenergieanlagen auf See beträgt 9,487 Cent pro Kilowattstunde.“

c) Nach Absatz 2 Satz 2 werden die folgenden Sätze eingefügt:

„Die Bundesnetzagentur hat einen um bis zu 35 Prozent von dem geltenden Höchstwert abweichenden Höchstwert für einzelne Flächen bestimmen, wenn der prognostizierte Stromertrag, der dem Flächenentwicklungsplan zugrunde liegt, wesentlich von den Annahmen des Stromertrags, die der Berechnung des Höchstwertes nach Absatz 1 zugrunde liegen, abweicht. Im Fall einer Bestimmung eines abweichenden Höchstwertes nach Satz 1 ist der Abweichung nach Satz 3 der angepasste Höchstwert nach Satz 2 zugrunde zu legen.“

15. Die §§ 20 bis 23 werden durch die folgenden §§ 20 bis 23 ersetzt:

„§ 20

Zweistufiges Zuschlagsverfahren

(1) Das Zuschlagsverfahren der Bundesnetzagentur erfolgt in zwei Stufen. Zunächst wird in einer ersten Stufe ein dynamisches Gebotsverfahren nach den §§ 21, 22 und 23 durchgeführt. Sofern in diesem dynamischen Gebotsverfahren keine Zuschlagserteilung erfolgt ist, wird in einer zweiten Stufe ein dynamisches Gebotsverfahren nach §§ 22a und 23 zur Zuschlagserteilung mit Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (Absicherungsmechanismus) durchgeführt.

(2) Bieter müssen innerhalb der von der Bundesnetzagentur bestimmten Zeitspanne, innerhalb derer die Bieter nach Beginn ein Gebot abgeben können (Gebotsabgabefrist), ein Gebot abgeben und damit dem aufgerufenen Preis (Rundenpreis) zustimmen. Über die erste Zustimmung in der ersten Gebotsrunde werden alle Bieter informiert. Erfolgt die erste Zustimmung eines Bieters in der ersten Gebotsrunde innerhalb der letzten Minute der Gebotsabgabefrist, wird die Gebotsabgabefrist um fünf Minuten verlängert.

(3) Der Zuschlag wird erteilt unter dem Vorbehalt des Widerrufs nach § 82 Absatz 3 und unter der auflösenden Bedingung der nicht fristgemäßen Leistung der Sicherheit nach § 18 Absatz 2 Satz 2 und, soweit anzuwenden, der nicht fristgemäßen Erfüllung der Zahlungsverpflichtung nach § 22 Absatz 3. Ein Gebot, das die Anforderungen nach § 17 nicht erfüllt, wird entsprechend § 33 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen.

§ 21

Erste Stufe des dynamischen Gebotsverfahrens als marktliche Realisierung

(1) Das dynamische Gebotsverfahren besteht aus aufeinanderfolgenden Gebotsrunden mit ansteigendem Rundenpreis. Der Rundenpreis wird in Euro pro Megawatt des Ausschreibungsvolumens der ausgeschriebenen Fläche nach § 16 Satz 2 Nummer 2 mit zwei Nachkommastellen angegeben. Vor jeder Gebotsrunde bestimmt die Bundesnetzagentur einen Rundenpreis nach Maßgabe des § 23 Absatz 3 und informiert die Bieter, die für die bevorstehende Gebotsrunde teilnahmeberechtigt sind, über die Höhe des Rundenpreises sowie über die Anzahl der teilnahmeberechtigten Bieter. Teilnahmeberechtigt sind Bieter, die für die ausgeschriebene Fläche ein Gebot abgeben, das dem jeweiligen Rundenpreis entspricht. Der Rundenpreis der ersten Gebotsrunde beträgt 0 Euro pro Megawatt. Hat die Bundesnetzagentur die Gebotsabgabefrist nach § 20 Absatz 2 nicht vor Bekanntgabe der Ausschreibung bestimmt, bestimmt sie diese vor jeder Gebotsrunde und informiert die teilnahmeberechtigten Bieter hierüber.

(2) Um in die nächste Gebotsrunde zu gelangen, müssen die Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist dem jeweiligen Rundenpreis zustimmen. Die Zustimmung zu einem Rundenpreis erfolgt grundsätzlich verdeckt ohne Information der anderen Bieter. Alle abgegebenen Gebote sind bindend. Stimmen mehrere Bieter dem Rundenpreis zu, beginnt eine neue Gebotsrunde, an der nur diese Bieter teilnehmen dürfen.

(3) Die Bundesnetzagentur führt das dynamische Gebotsverfahren auf der ersten Stufe solange fort, bis nur noch ein Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist dem Rundenpreis zustimmt. Die Bundesnetzagentur erteilt diesem Bieter den Zuschlag in Höhe des Zuschlagspreises, der dem letzten Rundenpreis entspricht.

(4) Ist ein Bieter nicht bereit, dem jeweiligen Rundenpreis zuzustimmen, hat er die Möglichkeit, innerhalb der Gebotsabgabefrist ein Gebot abzugeben, das niedriger als der aktuelle Rundenpreis jedoch höher als der vorherige Rundenpreis ist (Zwischenrunden-Gebot). Stimmt in einer Gebotsrunde keiner der Bieter dem Rundenpreis zu, so erteilt die Bundesnetzagentur dem höchsten Zwischenrunden-Gebot den Zuschlag. Geben mehrere Bieter Zwischenrunden-Gebote in gleicher Höhe ab oder gibt in einer Gebotsrunde nach der ersten Gebotsrunde keiner der Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist ein Gebot ab, so entscheidet das Los darüber, welcher Bieter den Zuschlag erhält. In diesen Fällen wird der Zuschlagspreis durch das letzte Gebot des bezuschlagten Bieters bestimmt.

§ 22

Zahlungsverpflichtung nach Zuschlag im dynamischen Gebotsverfahren auf der ersten Stufe

(1) Der bezuschlagte Bieter, der im dynamischen Gebotsverfahren auf der ersten Stufe nach § 21 den Zuschlag erhalten hat, ist verpflichtet, einen Gesamtbetrag zu zahlen, der sich rechnerisch ergibt aus dem Produkt des Zuschlagspreises und dem Ausschreibungsvolumen der ausgeschriebenen Fläche nach § 16 Satz 2 Nummer 2. Hierbei sind die folgenden Zahlungen an die jeweils benannten Zahlungsempfänger zu leisten:

1. eine Zahlung in Höhe von 90 Prozent des zu zahlenden Gesamtbetrags als Stromkostensenkungskomponente an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber; für Mittelverwendung und Zahlungsweise sind die Vorgaben des § 59 entsprechend anzuwenden,

2. eine Zahlung in Höhe von 5 Prozent des zu zahlenden Gesamtbetrags als Meeresnaturschutzkomponente an den Bundeshaushalt; für Mittelverwendung und Zahlungsweise sind die Vorgaben des § 58 Absatz 1 entsprechend anzuwenden, und

3. eine Zahlung in Höhe von 5 Prozent des zu zahlenden Gesamtbetrags als Fischereikomponente an den Bundeshaushalt; für Mittelverwendung und Zahlungsweise sind die Vorgaben des § 58 Absatz 2 entsprechend anzuwenden.

(2) Für die Zweckbindung der Zahlungen ist § 57 entsprechend anzuwenden. Für die Einnahmenverwendung ist § 58 Absatz 3 entsprechend anzuwenden.

(3) Der bezuschlagte Bieter hat für die Zahlungen nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 und 3 innerhalb von drei Monaten nach Erteilung des Zuschlags eine Sicherheit in Höhe von 10 Prozent des zu zahlenden Gesamtbetrages gegenüber der Bundesnetzagentur zu leisten. Die Sicherheit ist in entsprechender Anwendung des § 31 Absatz 3 Nummer 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zugunsten der Bundesrepublik Deutschland zu bestellen, wenn nicht die Bundesnetzagentur spätestens mit Bekanntgabe der Ausschreibungen nach § 16 andere Anforderungen bestimmt. Nach erfolgter Zahlung ist eine hinterlegte Sicherheit unverzüglich durch die Bundesnetzagentur freizugeben.

§ 22a

Zweite Stufe des dynamischen Gebotsverfahrens als Realisierung unter dem Absicherungsmechanismus

(1) Ist für eine Fläche insgesamt nur ein Bieter teilnahmeberechtigt und stimmt dieser Bieter dem Rundenpreis der ersten Gebotsrunde nach § 21 Absatz 1 nicht zu, erteilt die Bundesnetzagentur diesem Bieter den Zuschlag für eine Realisierung unter dem Absicherungsmechanismus zum Höchstwert nach § 19. Ein weiteres Gebotsverfahren findet nicht statt.

(2) Haben für eine Fläche mehrere Bieter in der ersten Gebotsrunde nach § 21 Absatz 1 die Gebotsabgabefrist ohne Abgabe eines Gebots verstreichen lassen, führt die Bundesnetzagentur für diese Fläche ein dynamisches Gebotsverfahren auf der zweiten Stufe durch.

(3) Das dynamische Gebotsverfahren auf der zweiten Stufe besteht aus mehreren Gebotsrunden mit absteigenden Gebotsstufen, in denen die teilnehmenden Bieter entsprechend ihres Bedarfs zustimmen. Die Gebotsstufe wird als anzulegender Wert in Cent pro Kilowattstunde mit einer Nachkommastelle angegeben. Startgebotsstufe des dynamischen Gebotsverfahrens ist der Höchstwert nach § 19. Vor jeder Gebotsrunde bestimmt die Bundesnetzagentur eine Gebotsstufe nach Maßgabe des § 23 Absatz 3 und informiert die Bieter, die für die bevorstehende Gebotsrunde teilnahmeberechtigt sind, über die Höhe der Gebotsstufe sowie über die Anzahl der teilnahmeberechtigten Bieter. Hat die Bundesnetzagentur die Gebotsabgabefrist nach § 23 Absatz 2 nicht vor Bekanntgabe der Ausschreibung bestimmt, bestimmt sie diese vor jeder Gebotsrunde und informiert die teilnahmeberechtigten Bieter über die Bestimmung.

(4) Um in die nächste Gebotsrunde zu gelangen, müssen die Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist der Gebotsstufe zustimmen. Die Zustimmung zu einer Gebotsstufe erfolgt verdeckt ohne Information der anderen Bieter. Alle abgegebenen Gebote sind bindend. Stimmen mehrere Bieter der Gebotsstufe zu, beginnt eine neue Gebotsrunde, an der nur diese Bieter teilnehmen. Die Bundesnetzagentur führt das dynamische Gebotsverfahren so lange fort, bis nur noch höchstens ein Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist der Gebotsstufe zustimmt.

(5) Stimmt in einer Gebotsrunde innerhalb der Gebotsabgabefrist nur ein Bieter der Gebotsstufe zu, endet das dynamische Gebotsverfahren. Die Bundesnetzagentur erteilt dem Gebot in Höhe der Gebotsstufe den Zuschlag.

(6) Ist ein Bieter nicht bereit, der Gebotsstufe zuzustimmen, hat er die Möglichkeit, innerhalb der Gebotsabgabefrist ein Zwischenrunden-Gebot abzugeben, das höher als die Gebotsstufe, jedoch niedriger als die Gebotsstufen der vorherigen Gebotsrunden ist. Stimmt in einer Gebotsrunde keiner der Bieter der Gebotsstufe zu, erteilt die Bundesnetzagentur dem Zwischenrunden-Gebot mit dem niedrigsten anzulegenden Wert den Zuschlag. Geben mehrere Bieter Zwischenrunden-Gebote mit gleich niedrigen anzulegenden Werten ab oder gibt in einer Gebotsrunde keiner der Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist ein Gebot ab, so entscheidet das Los darüber, welches Gebot den Zuschlag erhält. In dem Fall, in dem in einer Gebotsrunde keiner der Bieter ein Gebot innerhalb der Gebotsabgabefrist abgibt, lost die Bundesnetzagentur zwischen den letzten Geboten, die diese Bieter abgegeben haben.

(7) Der Gebotswert des bezuschlagten Gebots ist der anzulegende Wert für die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

§ 23

Nähere Ausgestaltung der dynamischen Gebotsverfahren auf der ersten und zweiten Stufe

(1) Die Bundesnetzagentur bestimmt vor der Bekanntgabe der Ausschreibungen nach § 16 die näheren Regeln für die Durchführung der dynamischen Gebotsverfahren nach § 21 und § 22a und macht diese nach § 16 Satz 2 Nummer 9 bekannt. Die Regeln müssen objektiv, nachvollziehbar und diskriminierungsfrei sein und die Belange kleiner und mittlerer Unternehmen berücksichtigen. Die Bundesnetzagentur kann die dynamischen Gebotsverfahren elektronisch durchführen.

(2) Die Bundesnetzagentur bestimmt die Gebotsabgabefrist. Die Bestimmung kann vor Bekanntgabe der Ausschreibung oder vor jeder Gebotsrunde erfolgen. Haben alle teilnahmeberechtigten Bieter dem aktuellen Rundenpreis oder der aktuellen Gebotsstufe bereits vor Ablauf der Gebotsabgabefrist zugestimmt oder ein Zwischenrunden-Gebot abgegeben, kann die aktuelle Gebotsrunde auch vor Ablauf der Gebotsabgabefrist von der Bundesnetzagentur beendet werden.

(3) Die Bundesnetzagentur bestimmt vor jeder Gebotsrunde die Höhe des Rundenpreises oder der Gebotsstufe für die bevorstehende Gebotsrunde unter Berücksichtigung der Wettbewerbssituation.“

16. § 24 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird durch den folgenden Absatz 1 ersetzt:

„(1) Mit der Erteilung des Zuschlags nach § 21 oder § 22a hat der bezuschlagte Bieter

1. das ausschließliche Recht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens nach Teil 4 Abschnitt 1 zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See auf der jeweiligen Fläche,

2. Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Windenergieanlagen auf See im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge auf der jeweiligen Fläche, sofern ein Zuschlag nach § 22a erteilt wird und solange und soweit die weiteren Voraussetzungen für den Anspruch nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfüllt sind, sowie die Verpflichtung zur Zahlung eines Refinanzierungsbeitrags im Rahmen der Marktprämie nach § 21d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes; § 21e des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist entsprechend anzuwenden,

3. Anspruch auf

   a) den Anschluss der Windenergieanlagen auf See auf der jeweiligen Fläche an die im Flächenentwicklungsplan festgelegte Offshore-Anbindungsleitung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge und

   b) die im Flächenentwicklungsplan festgelegte zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der im Flächenentwicklungsplan festgelegten Offshore-Anbindungsleitung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Abweichend von Satz 1 Nummer 1 ist für den Fall, dass die Vorschriften des Abschnitts 2 aufgrund des § 14 Absatz 2 Satz 4 zur Anwendung gelangen, § 55 Absatz 1 Nummer 1 entsprechend anzuwenden.“

b) In Absatz 2 Satz 1 wird nach der Angabe „Marktprämie“ die Angabe „und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags“ eingefügt.

17. In § 25 wird die Angabe „§ 20 oder § 21“ durch die Angabe „§ 21 oder § 22a“ ersetzt.

18. § 26 wird durch den folgenden § 26 ersetzt:

„§ 26

Ausschreibungen für bestehende Projekte

Auf Zuschläge, die bis zum Ablauf des … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] auf der Grundlage des § 34 in der bis dahin geltenden Fassung erteilt worden sind, ist § 37 in der bis zum Ablauf des … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden.“

19. Die §§ 27 bis 38 werden gestrichen.

20. § 50 Satz 2 wird durch den folgenden Satz ersetzt:

„Die Bekanntmachungen müssen mindestens folgende Angaben enthalten:

1. den Gebotstermin,

2. das Ausschreibungsvolumen je ausgeschriebener Fläche nach § 2a,

3. die Bezeichnung der ausgeschriebenen Flächen,

4. für jede Fläche die Bezeichnung der Offshore-Anbindungsleitung und das Kalenderjahr einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr nach § 5 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4, in dem die Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen

werden soll, sowie das Quartal im jeweiligen Kalenderjahr, in welchem der Kabeleinzug der Innerparkverkabelung der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See an die Konverter- oder die Umspannplattform erfolgen soll, einschließlich bekannter Verzögerungen gegenüber den Planungsständen,

5. den Höchstwert nach § 53,

6. die jeweils nach § 30a Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von der zuständigen Stelle für die Gebotsabgabe vorgegebenen Formatvorgaben; dabei tritt, sofern die Ausschreibung nach § 14 Absatz 3 im Auftrag erfolgt, das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie an die Stelle der Bundesnetzagentur,

7. die Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 85 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, soweit sie die jeweilige Gebotsabgabe und das jeweilige Zuschlagsverfahren betreffen,

8. einen Hinweis auf die nach § 67 Absatz 6 und § 69 Absatz 3 Satz 1 Nummer 7 erforderliche Verpflichtungserklärung,

9. die jeweiligen Unterlagen nach § 10 Absatz 1 für die ausgeschriebenen Flächen und

10. die Regeln für die Durchführung des zweistufigen Zuschlagsverfahrens nach § 54.“

21. § 51 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In der Angabe vor Nummer 1 wird die Angabe „enthalten“ durch die Angabe „enthalten, um zur Teilnahme am zweistufigen Zuschlagsverfahren zugelassen zu sein“ ersetzt.

bb) Nummer 3 wird gestrichen.

cc) Die bisherigen Nummern 4 und 5 werden zu den Nummern 3 und 4.

b) Absatz 3 wird durch den folgenden Absatz 3 ersetzt:

„(3) Die Projektbeschreibung nach Absatz 1 Nummer 4 muss mindestens folgende nachvollziehbare und belegte Angaben enthalten:

1. eine Erklärung, dass der Bieter für den Fall eines Zuschlages die Anforderungen an die Cyber- und Datensicherheit nach § 15a einhalten wird und

2. eine Erklärung, dass der Bieter für den Fall eines Zuschlages die Anforderungen an die Resilienz nach § 51a einhalten wird.

Sofern Bieter Erklärungen zur Einhaltung von Bewertungskriterien nach § 54a abgeben, müssen diese in der Projektbeschreibung enthalten sein. Die Bieter sind an ihre Erklärungen nach § 54a im weiteren Verlauf des Gebotsverfahrens gebunden. Aus der Projektbeschreibung muss hervorgehen, dass das Projekt den Anforderungen des Abschnitts 5 für Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen entspricht. Die zuständige Stelle kann für die vom Bieter einzureichende Projektbeschreibung zu verwendende interoperable Datenformate vorgeben.“

22. Nach § 51 wird der folgende § 51a eingefügt:

„§ 51a

Anforderungen an die Resilienz

(1) Hat die Europäische Kommission mindestens neun Monate vor dem Tag der Bekanntmachung nach § 50 festgestellt, dass mehr als 50 Prozent der Lieferungen von Windenergieanlagen auf See innerhalb der Europäischen Union aus einem einzigen Drittstaat stammen oder dass die Lieferungen von Windenergieanlagen auf See mit Ursprung aus einem einzigen Drittstaat in zwei aufeinanderfolgenden Jahren um durchschnittlich mindestens 10 Prozentpunkte gestiegen sind und mindestens 40 Prozent der Lieferungen innerhalb der Europäischen Union erreichen, sind vom bezuschlagten Bieter die folgenden Anforderungen zu erfüllen:

1. die auf der bezuschlagten Fläche zu errichtenden Windenergieanlagen auf See dürfen nicht aus diesem Drittstaat stammen und

2. von den in den Windenergieanlagen zu verbauenden wichtigsten spezifischen Bauteilen nach dem Anhang zur Durchführungsverordnung (EU) 2025/1178 dürfen die Direktantrieb-Antriebsstränge, die Getriebe-Antriebsstränge und zwei weitere wichtigste spezifische Bauteile nicht aus diesem Drittstaat stammen.

Ist Inhalt der Feststellung nach Satz 1, dass zusätzlich zu den in Satz 1 genannten Voraussetzungen mehr als 85 Prozent der Lieferungen eines oder mehrerer wichtigster spezifischer Bauteile innerhalb der Europäischen Union nach dem Anhang zur Durchführungsverordnung (EU) 2025/1178 aus einem einzigen Drittstaat stammen, so ist Satz 1 Nummer 2 mit der Maßgabe anzuwenden, dass die Menge der dort genannten wichtigsten spezifischen Bauteile maximal zu einem Anteil von 85 Prozent aus dem Drittstaat stammen dürfen. Satz 2 ist nicht auf das wichtigste spezifische Bauteil der Dauermagneten für Windturbinen anzuwenden.

(2) Hat die Europäische Kommission neun Monate vor dem Tag der Bekanntmachung nach § 50 keine Feststellung nach Absatz 1 getroffen, sind vom bezuschlagten Bieter in Bezug auf 75 Prozent der Windenergieanlagen auf See, die Teil des Gebots sind, die Voraussetzungen nach Absatz 1 für Windenergieanlagen auf See und die wichtigsten spezifischen Bauteile nach dem Anhang zur Durchführungsverordnung (EU) 2025/1178, die aus der Volksrepublik China stammen, einzuhalten.

(3) Hat die Europäische Kommission neun Monate vor dem Tag der Bekanntmachung nach § 50 keine Feststellung im Sinne des Absatzes 1 Satz 1 für die Lieferung von Windenergieanlagen auf See, jedoch für die Lieferungen eines oder mehrerer der wichtigsten spezifischen Bauteile nach dem Anhang zur Durchführungsverordnung (EU) 2025/1178 getroffen, darf die Menge dieses oder dieser in den Windenergieanlagen auf See zu verbauenden wichtigsten spezifischen Bauteile maximal zu einem Anteil von 50 Prozent aus dem jeweiligen Drittstaat stammen. Hat die Europäische Kommission eine Abhängigkeit von über 85 Prozent festgestellt, so erhöht sich der Schwellenwert nach Satz 1 auf 85 Prozent. Die Sätze 1 und 2 sind auf das wichtigste spezifische Bauteil der Dauermagneten für Windturbinen anzuwenden.“

23. § 52 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird durch den folgenden Absatz 1 ersetzt:

„(1) Die Höhe der Sicherheit nach § 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 250 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung und ist nach Maßgabe des Absatzes 2 zu hinterlegen. Die Sicherheit nach Satz 1 erhöht sich um einen Betrag in Höhe von 5 Prozent

des bezuschlagten Zahlungsgebots, sofern der Zuschlag auf der ersten Stufe des Zuschlagsverfahrens erfolgt.“

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird nach der Angabe „Absatz 1“ die Angabe „Satz 1“ eingefügt.

bb) In Satz 2 wird die Angabe „eine Sicherheit in Höhe der verbleibenden 75 Prozent der Gesamtsumme“ durch die Angabe „die verbleibende Gesamtsumme der Sicherheit“ ersetzt.

c) In Absatz 3 Satz 1 wird nach der Angabe „Absatz 1“ die Angabe „Satz 1“ eingefügt.

24. Die §§ 53 und 54 werden durch die folgenden §§ 53 bis 54c ersetzt:

„§ 53

Höchstwert; Festlegungskompetenz

(1) Der Höchstwert für Ausschreibungen für Strom aus Windenergieanlagen auf See beträgt 9,6715 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes einen von Absatz 1 abweichenden Höchstwert unter Berücksichtigung der zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Ausschreibung bestehenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie des zu erwartenden technologischen Fortschritts bestimmen, wenn sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass der Höchstwert unter Berücksichtigung des § 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu hoch oder zu niedrig ist. Dabei darf der neue Höchstwert um nicht mehr als 10 Prozent von dem zum Zeitpunkt der Neufestlegung geltenden Höchstwert abweichen. Abweichend von Satz 2 hat die Bundesnetzagentur einen um bis zu 35 Prozent abweichenden Höchstwert für einzelne Flächen zu bestimmen, wenn der prognostizierte Stromertrag, der dem Flächenentwicklungsplan zugrunde liegt, auf der jeweiligen Fläche wesentlich von den Annahmen des Stromertrags, die der Berechnung des Höchstwertes nach § 19 Absatz 1 zugrunde liegen, abweicht. Im Fall einer Bestimmung eines abweichenden Höchstwerts nach Satz 1 ist bei der Abweichung nach Satz 3 der angepasste Höchstwert nach Satz 2 zugrunde zu legen.

§ 54

Zweistufiges Zuschlagsverfahren

(1) Das Zuschlagsverfahren der Bundesnetzagentur erfolgt zweistufig in entsprechender Anwendung des § 20 Absatz 1 und 2 sowie der §§ 21, 22a und 23. Das dynamische Gebotsverfahren auf der zweiten Stufe nach § 22a ist dabei mit der Maßgabe anzuwenden, dass das Startgebot der Höchstwert nach § 53 ist.

(2) Zuschläge werden erteilt unter dem Vorbehalt des Widerrufs nach § 82 Absatz 3 und unter der auflösenden Bedingung der nicht fristgemäßen Hinterlegung der Sicherheit nach § 52 Absatz 2 Satz 2 und, soweit anzuwenden, nach § 54b Absatz 2. Ein Gebot, das die Anforderungen nach § 51 nicht erfüllt, wird in entsprechender Anwendung des § 33 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Bei der Erteilung des Zuschlags sind die Bewertungskriterien nach § 54a zu berücksichtigen.

§ 54a

Anwendung von Bewertungskriterien in den dynamischen Gebotsverfahren

(1) Bieter können in ihren Projektbeschreibungen nach § 51 Absatz 3 Erklärungen nach den Absätzen 2 und 3 zur Einhaltung von Bewertungskriterien abgeben. Wird eine Erklärung oder werden mehrere Erklärungen abgegeben, wird der Zuschlagspreis oder der anzulegende Wert mit einem Multiplikationsfaktor nach den Absätzen 3 beziehungsweise 4 multipliziert.

(2) Sofern die Europäische Kommission neun Monate vor dem Tag der Bekanntmachung nach § 50 eine Abhängigkeit für die Lieferungen der Dauermagneten für Windturbinen aus einem Drittstaat von über 50 Prozent festgestellt hat, kann der Bieter eine Erklärung abgeben, in der er sich im Fall eines Zuschlags verpflichtet, dass die Menge der in den Windenergieanlagen auf der bezuschlagten Fläche zu verbauenden Dauermagneten für Windturbinen maximal zu einem Anteil von 50 Prozent aus dem jeweiligen Drittstaat stammt. Hat die Europäische Kommission eine Abhängigkeit von über 85 Prozent festgestellt, so erhöht sich der Schwellenwert nach Satz 1 auf 85 Prozent.

(3) Der Bieter kann eine Erklärung abgeben, in der er sich im Fall eines Zuschlags verpflichtet, den in einer Rechtsverordnung nach § 96 Nummer 10 näher bestimmten Kohlenstoffdioxidfußabdruck der zu errichtenden Windenergieanlagen auf See auf eine festgesetzte Höhe zu begrenzen. Im dynamischen Gebotsverfahren auf der ersten Stufe beträgt der Multiplikationsfaktor 0,925, wenn der Bieter eine Erklärung nach den Absätzen 2 oder 3 abgegeben hat. Sofern der Bieter mehrere Erklärungen nach den Absätzen 2 und 3 abgegeben hat, beträgt der Multiplikationsfaktor 0,85. Sofern der Bieter keine Erklärung nach den Absätzen 2 oder 3 abgegeben hat, beträgt der Multiplikationsfaktor 1.

(4) Im dynamischen Gebotsverfahren auf der zweiten Stufe beträgt der Multiplikationsfaktor 1,075, wenn der Bieter eine Erklärung nach den Absätzen 2 oder 3 abgegeben hat. Sofern der Bieter mehrere Erklärungen nach den Absätzen 2 und 3 abgegeben hat, beträgt der Multiplikationsfaktor 1,15. Sofern der Bieter keine Erklärung nach den Absätzen 2 oder 3 abgegeben hat, beträgt der Multiplikationsfaktor 1.

§ 54b

Zahlungsverpflichtung

(1) Sofern ein Zuschlag auf der ersten Stufe des Zuschlagsverfahren erfolgt ist, ergibt sich der vom bezuschlagten Bieter zu zahlende Gesamtbetrag, indem der Zuschlagspreis des bezuschlagten Gebots mit dem Ausschreibungsvolumen der ausgeschriebenen Fläche nach § 50 Satz 2 Nummer 2 sowie mit dem Multiplikationsfaktor nach § 54a Absatz 4 multipliziert wird.

(2) Der bezuschlagte Bieter hat für die Zahlung nach § 58 Absatz 1 und 2 innerhalb von drei Monaten nach Erteilung des Zuschlags eine Sicherheit in Höhe von 10 Prozent des zu zahlenden Gesamtbetrages bei der Bundesnetzagentur zu hinterlegen. Die Sicherheit ist in entsprechender Anwendung des § 31 Absatz 3 Nummer 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zugunsten der Bundesrepublik Deutschland zu bestellen, wenn nicht die Bundesnetzagentur spätestens mit Bekanntgabe der Ausschreibungen nach § 50 andere Anforderungen bestimmt. Nach erfolgter Zahlung ist eine hinterlegte Sicherheit unverzüglich durch die Bundesnetzagentur freizugeben.

§ 54c

Anzulegender Wert

(1) Sofern ein Zuschlag auf der zweiten Stufe des Zuschlagsverfahren erfolgt ist, ergibt sich der anzulegende Wert für die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, indem der Gebotswert des bezuschlagten Gebots mit dem Multiplikationsfaktor nach § 54a Absatz 4 multipliziert wird.

(2) Sofern die Multiplikation mit dem Multiplikationsfaktor zu einem anzulegenden Wert führt, der den angewendeten Höchstwert nach § 53 übersteigt, beträgt der anzulegende Wert für die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes den Höchstwert nach § 53.“

25. § 55 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Nummer 2 wird durch die folgenden Nummern 2 und 3 ersetzt:

„1. sofern ein Zuschlag auf der zweiten Stufe nach den §§ 54, 54c erteilt wird, Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Windenergieanlagen auf See im Umfang der zu installierenden Leistung auf der jeweiligen Fläche, solange und soweit die weiteren Voraussetzungen für den Anspruch nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfüllt sind, sowie Verpflichtung zur Zahlung eines Refinanzierungsbeitrags im Rahmen der Marktprämie nach § 21d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wobei § 21e des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden ist, und

2. Anspruch auf

a) den Anschluss der Windenergieanlagen auf See auf der jeweiligen Fläche an die im Flächenentwicklungsplan festgelegte Offshore-Anbindungsleitung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge und

b) die im Flächenentwicklungsplan festgelegte zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der im Flächenentwicklungsplan festgelegten Offshore-Anbindungsleitung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 8 des Energiewirtschaftsgesetzes.“

b) Absatz 2 wird gestrichen.

c) Der bisherige Absatz 3 wird zu Absatz 2 und in Satz 1 wird die Angabe „der Befristung der Plangenehmigung“ durch die Angabe „des Anspruchs auf die Marktprämie und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 25 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

d) Die bisherigen Absätze 4 bis 6 werden zu den Absätzen 3 bis 5.

26. § 57 wird durch den folgenden § 57 ersetzt:

„§ 57

Zweckbindung der Zahlungen

Die Einnahmen aus dem zu zahlenden Gesamtbetrag nach § 54b Absatz 1 werden anteilig für den Bereich des Bundesministeriums für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit insbesondere für Maßnahmen des Meeresnaturschutzes, für den Bereich des Bundesministeriums für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat insbesondere zur umweltschonenden Fischerei einschließlich Fischereistrukturmaßnahmen sowie zur Senkung der Offshore-Netzumlage nach § 2 Nummer 11 des Energiefinanzierungsgesetzes verwendet.“

27. § 58 wird wie folgt geändert:

    a) In Absatz 1 Satz 1 und Absatz 2 Satz 1 wird jeweils die Angabe „Gebots nach § 53 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1“ durch die Angabe „des zu zahlenden Gesamtbetrags nach § 54b Absatz 1“ ersetzt.

    b) Absatz 4 wird gestrichen.

28. In § 59 Absatz 1 wird die Angabe „Gebots nach § 53 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1“ durch die Angabe „des zu zahlenden Gesamtbetrags nach § 54b Absatz 1“ ersetzt.

29. § 60 wird durch den folgenden § 60 ersetzt:

„§ 60

Eintrittsrecht für den Inhaber eines bestehenden Projekts

Sofern die Voraussetzungen für das Eintrittsrecht nach § 61 Absatz 1 in der bis zum Ablauf des … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung vorgelegen haben und der Inhaber des bestehenden Projekts das Eintrittsrecht nach § 63 in der bis zum Ablauf des … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung wirksam ausgeübt hat, ist § 64 in der bis zum Ablauf des … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung anzuwenden.“

30. Die §§ 61 bis 64 werden gestrichen.

31. In § 66 Absatz 3 Satz 2 wird die Angabe „§ 36 Absatz 2 und 3“ durch die Angabe „Die §§ 27b und 36 Absatz 2 und 3“ und die Angabe „ist“ durch die Angabe „sind“ ersetzt.

32. § 67 wird wie folgt geändert:

    a) In Absatz 2 Nummer 2 wird nach der Angabe „§ 34“ die Angabe „in der bis zum Ablauf des … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung“ eingefügt.

    b) In Absatz 4 wird nach der Angabe „§ 34“ die Angabe „in der bis einschließlich … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung“ eingefügt.

    c) In Absatz 6 wird die Angabe „nach §§ 20, 21, 34“ durch die Angabe „nach den §§ 21, 22a“ ersetzt.

33. § 68 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In der Angabe vor Nummer 1 wird die Angabe „Zeichnungen und Erläuterungen nach § 73 Absatz 1 Satz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes“ durch die Angabe „Vorgaben nach § 72a Absatz 1 Satz 1 bis 3 und Absatz 2 bis 4 des Verwaltungsverfahrensgesetzes“ ersetzt.

bb) Vor Nummer 1 wird die folgende Nummer 1 eingefügt:

„1. Zeichnungen und Erläuterungen, die das Vorhaben, seinen Anlass und die von dem Vorhaben betroffenen öffentlichen und privaten Belange erkennen lassen,“.

cc) Die bisherigen Nummern 1 bis 5 werden zu den Nummern 2 bis 6.

b) Absatz 3 wird durch den folgenden Absatz 3 ersetzt:

„(3) Auf die Auslegung der Unterlagen ist nach § 98 Nummer 1 hinzuweisen. § 73a Absatz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass die von dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie nach § 73a Absatz 2 Satz 1 und 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes zu setzende Frist sechs Wochen nicht überschreiten darf.“

34. § 69 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 wird nach der Angabe „Offshore-Anbindungsleitungen“ die Angabe „, einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen,“ eingefügt.

bb) Satz 3 wird wie folgt geändert:

aaa) In Nummer 1 wird die Angabe „§§ 20, 21, 54 oder nach § 34“ durch die Angabe „§§ 21, 22a oder 54“ und die Angabe „verfügt oder“ durch die Angabe „verfügt,“ ersetzt.

bbb) In Nummer 2 wird die Angabe „verfügt.“ durch die Angabe „verfügt, oder“ ersetzt.

ccc) Nach Nummer 2 wird die folgende Nummer 3 eingefügt:

„3. bei sonstigen Energiegewinnungsanlagen, insbesondere Elektrolyseuren, innerhalb von Flächen nachweist, dass deren insgesamt installierte Erzeugungskapazität nicht mehr als 2,5 Prozent der jeweiligen zugewiesenen Netzanbindungskapazität beträgt, die Speicherkapazität von Anlagen zum Speichern von Strom höchstens der in 15 Minuten maximal einspeisbaren Strommenge der jeweiligen Fläche entspricht und es sich um eine Pilotenergiegewinnungsanlage auf See handelt.“

b) In Absatz 5 Satz 3 wird die Angabe „§ 75 Absatz 4“ durch die Angabe „§ 75a“ ersetzt.

c) In Absatz 6 Nummer 2 wird die Angabe „§ 74 Absatz 6 Satz 1“ durch die Angabe „§ 74a Absatz 1“ ersetzt.

d) Absatz 7 wird durch den folgenden Absatz 7 ersetzt:

„(7) Ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung für eine Windenergieanlage auf See oder für eine sonstige Energiegewinnungsanlage wie insbesondere ein Elektrolyseur, jeweils einschließlich der zur Errichtung und zum Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen, werden befristet auf 35 Jahre erteilt, es sei denn planerische Aspekte stehen dem entgegen. Diese sind vor Bekanntmachung der Ausschreibung vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Flächenentwicklungsplan unter Angabe der stattdessen geplanten Befristungsdauer festzulegen. Der Lauf der Frist nach Satz 1 beginnt zwölf Monate nach dem Eingang des Nachweises nach § 81 Absatz 2 Nummer 3 bei der Bundesnetzagentur oder des Nachweises nach § 14 Absatz 1 Nummer 4 der Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Die Frist nach Satz 1 ist einheitlich für sämtliche Einrichtungen nach Satz 1 anzuwenden. Eine nachträgliche Verlängerung der Befristung um höchstens fünf Jahre ist einmalig möglich, wenn der Flächenentwicklungsplan keine unmittelbar anschließende Nachnutzung nach § 8 Absatz 3 vorsieht und die Betriebsdauer der zugehörigen Netzanbindung dies technisch und betrieblich ermöglicht. Bei der Entscheidung über eine nachträgliche Verlängerung der Befristung sind Aufwendungen des Vorhabenträgers zum Repowering nach § 89 zu berücksichtigen. Über Anträge nach Satz 5 soll das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Plangenehmigungsverfahren nach § 66 Absatz 1 Satz 2 entscheiden. Dabei sind über die Belange des Satzes 4 hinaus nur solche Anforderungen zu prüfen, hinsichtlich derer durch die Verlängerung nach Satz 4 im Verhältnis zum gegenwärtigen Zustand nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden, und die für die Belange nach § 69 Absatz 3 erheblich sein können. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie kann für den Zeitraum der nachträglichen Verlängerung nach Satz 5 bei der Entscheidung über die Verlängerung neue verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen anordnen.“

e) Nach Absatz 8 wird der folgende Absatz 8a eingefügt:

„(8a) Der Träger des Vorhabens ist auf Aufforderung des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie zur Übermittlung der von ihm erhobenen meteorologischen und ozeanographischen Daten verpflichtet. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie stellt die Daten der Bundeswehr auf Anforderung zur Verfügung. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie entscheidet über die Veröffentlichung im Einvernehmen mit der Bundeswehr.“

35. § 70 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 2 wird die Angabe „§ 74 Absatz 6 Satz 1“ durch die Angabe „§ 74a Absatz 1“ ersetzt.

bb) Nach Satz 3 wird der folgende Satz eingefügt:

„§ 68 Absatz 1, 2, 4 und 5 ist anzuwenden.“

b) Absatz 2 wird gestrichen.

c) Der bisherige Absatz 3 wird zu Absatz 2.

36. In § 72a Absatz 2 Satz 2 wird die Angabe „immer anzuordnen.“ durch die Angabe „anzuordnen, es sei denn die Einhaltung der etablierten Schallschutzgrenzwerte zum

Schutz von Meeressäugern wird bereits durch schallarme Gründungsmethoden erreicht.“ ersetzt.

37. § 77 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 3 wird durch die folgenden Nummern 3 und 4 ersetzt:

„3. keine Beeinträchtigungen der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung ausgehen,

4. die Anforderungen an die Cyber- und Datensicherheit nach § 15a eingehalten werden und“.

b) Die bisherige Nummer 4 wird zu Nummer 5.

38. § 79 Absatz 5 wird durch den folgenden Absatz 5 ersetzt:

„(5) Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie kann die weitere Errichtung oder den weiteren Betrieb einer Einrichtung durch den Betreiber oder einen mit der Leitung des Betriebs Beauftragten untersagen, wenn Tatsachen vorliegen, welche die Unzuverlässigkeit dieser Personen in Bezug auf die Einhaltung von Rechtsvorschriften zum Schutz der Meeresumwelt, der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs oder der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung dartun. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie hat eine Untersagung nach Satz 1 auszusprechen, wenn der Bieter oder Betreiber eine unrichtige oder unvollständige Eigenerklärung nach § 83a Absatz 2 Satz 1 abgegeben hat. Dem Betreiber der Einrichtung ist auf Antrag die Erlaubnis zu erteilen, die Einrichtung durch eine Person betreiben zu lassen, die die Gewähr für den ordnungsgemäßen Betrieb der Einrichtung bietet und gewährleistet ist, dass die Voraussetzungen nach § 15a Absatz 1 eingehalten werden.“

39. § 81 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

a) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In der Angabe vor Nummer 1 wird nach der Angabe „müssen“ die Angabe „vorbehaltlich der ausnahmsweisen Festsetzung abweichender Realisierungsfristen in der Übergangsphase nach § 37 Absatz 1 Nummer 1 fünfter Teilsatz in der Fassung vom … [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes]“ eingefügt.

bb) In Nummer 1 Buchstabe b wird die Angabe „§ 20 oder § 21“ durch die Angabe „§ 21 oder § 22a“ und die Angabe „§ 73 Absatz 1“ durch die Angabe „§ 68 Absatz 1 dieses Gesetzes sowie § 72a Absatz 1 Satz 1 bis 3 und Absatz 2 bis 4“ ersetzt.

cc) In der Angabe nach Nummer 5 wird die Angabe „vorbehaltlich der ausnahmsweisen Festsetzung abweichender Realisierungsfristen in der Übergangsphase nach § 37 Absatz 1 Nummer 1 fünfter Halbsatz“ gestrichen.

b) In Satz 2 wird nach der Angabe „§ 34“ die Angabe „in der bis einschließlich … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung“ eingefügt.

40. § 82 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 Nummer 1 bis 5 wird jeweils die Angabe „, § 32“ gestrichen.

bb) In Satz 2 wird nach der Angabe „§ 34“ die Angabe „in der bis einschließlich … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung“ eingefügt.

b) In Absatz 2a wird die Angabe „Halbsatz“ durch die Angabe „Teilsatz in der bis einschließlich … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung“ ersetzt.

41. Nach § 83 wird der folgende § 83a eingefügt:

„§ 83a

Nachweispflichten zur Einhaltung von Kriterien und Sanktionen bei Nichteinhaltung der Kriterien

(1) Bezuschlagte Bieter nach § 54 müssen spätestens bis zum Ablauf der Realisierungsfrist nach § 81 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4 gegenüber der Bundesnetzagentur nachweisen:

1. die Einhaltung der Vorgaben nach § 51a sowie

2. für den Fall, dass der bezuschlagte Bieter in der Projektbeschreibung nach § 51 Absatz 1 eine oder mehrere Erklärungen zur Einhaltung von Bewertungskriterien abgegeben hat, die Einhaltung der Vorgaben des jeweiligen Bewertungskriteriums.

(2) Bezuschlagte Bieter nach den §§ 20 und 54 müssen spätestens bis zum Ablauf der Realisierungsfrist nach § 81 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 die Einhaltung der Cyber- und Datensicherheit nach § 15a gegenüber der Bundesnetzagentur dadurch nachweisen, dass sie

1. Zertifikate der beauftragten Anbieter von IKT-Produkten oder IKT-Dienstleitungen nach § 15a Absatz 1 Nummer 2 und der IKT-Produkte von unionsfremden Anbietern nach § 15a Absatz 1 Nummer 3 unter der Berücksichtigung der einschlägigen europäischen oder internationalen Normen und unter Einhaltung des Standes der Technik vorlegen und

2. ihre Eigenerklärungen sowie die Eigenerklärungen aller Akteure, die operative Kontrolle nach § 3 Nummer 6a innehaben, zur Einhaltung der Anforderungen nach § 15a Absatz 1 Nummer 4 in Verbindung mit § 15a Absatz 2 und § 15a Absatz 1 Nummer 5 vorlegen.

Wesentliche Änderungen an den Voraussetzungen nach Satz 1 hat der bezuschlagte Bieter unverzüglich nach Kenntniserlangung der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Abweichend von Satz 1 hat der bezuschlagte Bieter seine Eigenerklärungen nach Satz 1 Nummer 2 der Bundesnetzagentur bei Gebotsabgabe vorzulegen. Der Erklärende hat vor der Einräumung einer operativen Kontrolle an weitere natürliche oder juristische Personen oder einer späteren Beauftragung eines Anbieters von IKT-Produkten und IKT-Dienstleistungen die Vorlage von Nachweisen und Eigenerklärungen einzufordern und dem bezuschlagten Bieter vorzulegen. Der bezuschlagte Bieter hat der Bundesnetzagentur die Eigenerklärungen aller Akteure vorzulegen. Spätestens zum Zeitpunkt nach § 81 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 hat der bezuschlagte Bieter darzulegen, wer eine operative Kontrolle nach § 3 Nummer 6a über die Windenergieanlage auf See erhält.

(3) Die Bundesnetzagentur ist berechtigt, Eigenerklärungen nach Absatz 2 Nummer 2 anlassbezogen oder stichprobenhaft zu überprüfen. Der bezuschlagte Bieter hat der Bundesnetzagentur auf Anforderung weitere Nachweise zur Überprüfung der Inhalte der Eigenerklärung, insbesondere alle Registerauszüge sowie Nachweise zu allen für eine Beherrschung im Sinne des § 15a Absatz 2 Satz 2 Nummer 3 relevanten Vertragsverhältnisse und sonstigen Abreden, innerhalb einer unverzüglich elektronisch zur Verfügung zu stellen. Die Bundesnetzagentur ist berechtigt, Erkenntnisse aus der Prüfung der Eigenerklärungen und weiteren Nachweise an das Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie zu übermitteln.

(4) Der Nachweis zur Einhaltung der Anforderung an die Resilienz nach § 51a erfolgt dadurch, dass der bezuschlagte Bieter Zollunterlagen gemäß der Verordnung (EU) Nr. 952/2013 in der Fassung vom 9. Oktober 2013, soweit verfügbar, und andere einschlägige Unterlagen zum Nachweis des Ursprungs der Windenergieanlagen auf See oder ihrer wichtigsten spezifischen Bauteile, soweit diese nach § 51a nicht oder teilweise nicht aus einem Drittstaat stammen dürfen, vorlegt.

(5) Der Nachweis zur Einhaltung des Bewertungskriteriums der Resilienz von Dauermagneten nach § 54a Absatz 2 erfolgt dadurch, dass der bezuschlagte Bieter Zollunterlagen gemäß der Verordnung (EU) Nr. 952/2013 in der Fassung vom 9. Oktober 2013, soweit verfügbar, und andere einschlägige Unterlagen zum Nachweis des Ursprungs der in den Windenergieanlagen auf See verbauten Dauermagneten vorlegt.

(6) Der Nachweis zur Einhaltung des Bewertungskriteriums des Kohlenstoffdioxidfußabdrucks nach § 54a Absatz 3 erfolgt nach den näheren Bestimmungen der Rechtsverordnung nach § 96 Nummer 10.

(7) Soweit der bezuschlagte Bieter den Nachweis nach Absatz 1 Nummer 1 oder Absatz 2 nicht fristgerecht erbringt, muss die Bundesnetzagentur den Zuschlag widerrufen. Die Bundesnetzagentur kann zur Erfüllung des Nachweises nach Absatz 1 Nummer 1 oder Absatz 2 eine angemessene Nachfrist setzen; in dieser Zeit ist die Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See auf der Fläche nicht zulässig.

(8) Soweit der bezuschlagte Bieter den Nachweis nach Absatz 1 Nummer 2 zu erbringen hat und diesen nicht fristgerecht erbringt, muss er an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten. Die Höhe der Pönale entspricht 10 Prozent der nach § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit je nach § 51 Absatz 3 Satz 2 abgegebener Erklärung. Die Bundesnetzagentur kann zur Erfüllung des Nachweises nach Absatz 1 Nummer 2 eine angemessene Nachfrist setzen. In diesem Fall muss der bezuschlagte Bieter die Pönale nach Satz 1 nur leisten, wenn er den Nachweis nach Absatz 1 Nummer 2 nicht innerhalb der Nachfrist erbringt.“

42. § 85 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 wird die Angabe „§§ 20, 21, 34“ durch die Angabe „§§ 21, 22a“ ersetzt.

b) Absatz 2 wird durch den folgenden Absatz 2 ersetzt:

„(2) Unbeschadet des Absatzes 1 dürfen Zuschläge auf andere Personen übertragen werden. Sie gelten für und gegen den Rechtsnachfolger des bezuschlagten Bieters. Hierbei gehen sämtliche Rechtsfolgen des Zuschlags nach den §§ 24 oder 55, sowie sämtliche mit dem Zuschlag verbundenen Pflichten des Bieters gemeinsam über. Dies beinhaltet auch die Nachweispflichten zur Einhaltung von Kriterien nach § 83a. Sofern bereits ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung zur Errichtung von Windenergieanlagen auf See auf der bezuschlagten Fläche erteilt wurden, gehen diese mit dem Zuschlag über.“

43. In § 86 Satz 1 wird die Angabe „§§ 20, 21, 34“ durch die Angabe „§§ 21, 22a“ ersetzt.

44. § 87 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:

    a) In Nummer 1 wird die Angabe „§§ 20, 21, 34“ durch die Angabe „§§ 21, 22a“ ersetzt.

    b) In Nummer 3 wird die Angabe „, § 37 Absatz 1 Nummer 2“ gestrichen und die Angabe „§ 55 Absatz 1 Nummer 2“ durch die Angabe „§ 55 Absatz 1 Nummer 3“ ersetzt.

45. In § 91 Absatz 1 wird die Angabe „oder der Aufhebung“ durch die Angabe „, der Aufhebung“ ersetzt und nach der Angabe „Plangenehmigungen nach § 69 Absatz 5“ die Angabe „oder des Widerrufs des Zuschlags nach § 82 Absatz 3 Satz 1“ eingefügt.

46. Nach § 91 wird der folgende § 91a eingefügt:

„§ 91a

Durchführung von Umweltuntersuchungen

(1) Die im Zulassungsverfahren oder im Vollzugsverfahren erforderlichen Umweltuntersuchungen, einschließlich etwaig erforderlicher Untersuchungen nach § 72 Absatz 1 und § 77 Absatz 3 Nummer 1, werden grundsätzlich vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie in Koordination mit dem jeweiligen Vorhabenträger durchgeführt, sofern sich aus dem Rahmenkonzept des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie nicht etwas anderes ergibt. Das Rahmenkonzept erstellt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Benehmen mit dem Bundesamt für Naturschutz. Die Untersuchungen sollen koordiniert erfolgen. Das Verfahren der Untersuchungen ist so zu gestalten, dass es für die Gesamtheit der Vorhabenträger möglichst wirtschaftlich ist. Der jeweilige Vorhabenträger hat an den Untersuchungen im notwendigen Umfang mitzuwirken und insbesondere erforderliche Geräte und Sensoren nach den Vorgaben des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie an seinen Einrichtungen oder in deren Umfeld anzubringen.

(2) Die Umweltuntersuchungen nach Absatz 1 kommen den Vorhabenträgern zugute. Die Kosten für diese Umweltuntersuchungen werden im Rahmen des § 2 der Besonderen Gebührenverordnung Strom in Verbindung mit § 12 Absatz 1 Satz 1 des Bundesgebührengesetzes als Auslagen erhoben. Die Kosten für die Umweltuntersuchungen, die für mehr als ein in Zulassung befindliches Vorhaben Verwendung finden können, werden vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie nach pflichtgemäßem Ermessen einzelnen Vorhaben zugeordnet, dabei finden insbesondere die Lage und der Gegenstand der Umweltuntersuchung Berücksichtigung. Ein Vorschuss kann abweichend von § 15 Absatz 1 des Bundesgebührengesetzes bis zu dem 1,2-fachen der zu erwartenden Auslagenhöhe erhoben werden.“

47. § 93 Satz 2 wird wie folgt geändert:

    a) In Nummer 1 wird nach der Angabe „und“ die Angabe „die Windenergieanlage auf See eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt oder“ eingefügt.

    b) Nummer 2 wird durch die folgende Nummer 2 ersetzt:

        „2. es sich um eine der ersten drei Windenergieanlagen auf See handelt, bei deren Errichtung eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinaus-

gehende Innovation der eingesetzten Gründungstechnologie erprobt wird, die die mit der Errichtung verbundene Schallbelastung verringert.“

48. § 94 Absatz 2 wird durch den folgenden Absatz 2 ersetzt:

„(2) Der anzulegende Wert für Pilotwindenergieanlagen auf See nach Absatz 1 entspricht

1. für Pilotwindenergieanlagen auf See, die nach Ablauf des 31. Dezember 2020 und vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen werden, dem Höchstwert nach § 33 in der bis zum Ablauf des … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung,

2. für Pilotwindenergieanlagen auf See, die ab dem 1. Januar 2026 und bis zum Ablauf des … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] in Betrieb genommen werden, dem Höchstwert nach § 19 in der Fassung vom … [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] und

3. für Pilotwindenergieanlagen auf See, die nach Ablauf des … [einsetzen: Datum des Tages des Inkrafttretens nach Artikel 3 dieses Gesetzes] in Betrieb genommen werden, dem Höchstwert nach § 19.“

49. In § 95 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 wird die Angabe „§§ 20, 21, 34“ durch die Angabe „§§ 21, 22a“ ersetzt und die Angabe „oder auf einer Offshore-Anbindungsleitung nach § 31 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3“ gestrichen.

50. § 96 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 2 Buchstabe c wird die Angabe „§ 20 oder § 21“ durch die Angabe „§ 21 oder § 22a“ ersetzt.

b) In Nummer 5 wird in der Angabe vor Buchstabe a die Angabe „, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden“ gestrichen.

c) In Nummer 9 Buchstabe h wird die Angabe „von Abwärme.“ durch die Angabe „von Abwärme,“ ersetzt.

d) Nach Nummer 9 wird die folgende Nummer 10 eingefügt:

„10. die weiteren Anforderungen an das Bewertungskriterium des Kohlenstoffdioxidfußabdrucks nach § 54a Absatz 3 und an dessen Nachweispflichten nach § 83a Absatz 6, insbesondere die Berechnungsmethode, die Höhe und sonstige Vorgaben zur Ermittlung und Nachweisführung.“

51. In § 97 wird nach der Angabe „§ 34“ die Angabe „in der bis einschließlich … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung“ eingefügt.

52. In § 98 Nummer 1 wird nach der Angabe „Internetseite“ die Angabe „oder auf der Internetseite seines Verwaltungsträgers“ eingefügt.

53. § 100 wird wie folgt geändert:

a) Vor Absatz 1 wird der folgende Absatz 1 eingefügt:

„(1) Ordnungswidrig handelt, wer entgegen § 83a Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 einen Nachweis nicht richtig erbringt.“

b) Die bisherigen Absätze 1 bis 3 werden zu den Absätzen 2 bis 4.

c) Absatz 4 wird durch den folgenden Absatz 4 ersetzt:

„(4) Verwaltungsbehörde im Sinne des § 36 Absatz 1 Nummer 1 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten ist

1. in den Fällen des Absatzes 1 die Bundesnetzagentur,

2. in den Fällen des Absatzes 2 das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.“

54. Nach § 102 Absatz 7 werden die folgenden Absätze 8 und 9 eingefügt:

„(8) Auf Planfeststellungsbeschlüsse und Plangenehmigungen, denen ein Zuschlag in den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 zugrunde liegt, ist § 69 Absatz 7 Satz 1 bis 5 in der bis einschließlich … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung weiter anzuwenden.

(9) § 91a ist für alle ab dem 1. Juli 2028 im Zulassungsverfahren oder im Vollzugsverfahren erforderlichen Umweltuntersuchungen anzuwenden. Aufgrund eines Untersuchungsrahmens bereits beauftragte Untersuchungen können zu Ende geführt werden, dies wird bei der Kostenermittlung berücksichtigt.“

55. § 105 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe „mit Einverständnis der zur Teilnahme Berechtigten“ gestrichen.

b) In Absatz 3 Satz 2 wird die Angabe „§ 73 Absatz 6 Satz 2 bis 4“ durch die Angabe „§ 73b Absatz 2 Satz 1“ ersetzt.

56. Nach § 105 wird der folgende § 106 eingefügt:

„§ 106

Beihilfevorbehalt

(1) Die Bestimmungen des Teils 3 dürfen erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission und nur nach Maßgabe dieser Genehmigung angewandt werden.

(2) Die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission wird im Bundesanzeiger veröffentlicht.“

Artikel 2

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch … geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 17d wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 1b wird gestrichen.

   b) In Absatz 2 Satz 4, Absatz 3 Satz 1 und Absatz 5 Satz 2 wird die Angabe „§§ 20, 21, 34“ jeweils durch die Angabe „§§ 21, 22a“ ersetzt.

   c) In Absatz 6 Satz 2 wird die Angabe „§ 21 des Windenergie-auf-See-Gesetzes“ durch die Angabe „§ 18 Absatz 1 Satz 1 des Windenergie-auf-See-Gesetzes“ ersetzt.

2. § 17e wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

      aa) In Satz 7 wird die Angabe „oder § 34“ und die Angabe „oder § 37 Absatz 1 Nummer 1“ gestrichen und nach der Angabe „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ die Angabe „sowie die Pflicht zur Zahlung eines Refinanzierungsbeitrags im Rahmen der Marktprämie nach § 21d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ eingefügt.

      bb) Satz 8 wird gestrichen.

   b) Nach Absatz 2 wird der folgende Absatz 2a eingefügt:

„(2a) Abweichend von Absatz 2 Satz 1 gilt für betriebsbereite Windenergieanlagen auf See mit einem Zuschlag nach §§ 21, 22a oder 54 des Windenergie-auf-See-Gesetzes, der nach dem … [einsetzen**:** Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] erfolgt ist, dass eine Entschädigung nach Absatz 2 Satz 1 frühestens ab dem 31. Tag nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin verlangt werden kann.“

Artikel 3

Inkrafttreten

Dieses Gesetz tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

EU-Rechtsakte:

1. Verordnung (EU) Nr. 952/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. Oktober 2013 zur Festlegung des Zollkodex der Union, (ABl. L 269 vom 10.10.2013, S. 1; L 287 vom 29.10.2013, S. 90; L 267 vom 30.9.2016, S. 2; L 317 vom 1.10.2020, S. 39; L 2025/90186 28. 2.2025), die zuletzt durch die Verordnung (EU) 2022/2399 vom 23. November 2022 (ABl. L-317 vom 9.12.2022, S. 1) geändert worden ist

2. Durchführungsverordnung (EU) 2025/1178 der Kommission vom 23. Mai 2025 zur Festlegung von Vorschriften für die Anwendung der Verordnung (EU) 2024/1735 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Liste der Endprodukte mit Netto-Null-Technologien und ihrer wichtigsten spezifischen Bauteile für die Zwecke der Bewertung des Beitrags zur Resilienz (ABl. L 2025/1178 vom 18.6.2025)

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

Ziel der Bundesregierung ist eine Energiepolitik, die konsequent auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit setzt und dabei die Potenziale der erneuerbaren Energien ausschöpft. Die Windenergie auf See ist ein Eckpfeiler für eine klimaneutrale Stromversorgung sowie für die nationale Resilienz und Unabhängigkeit.

Das WindSeeG ist das zentrale Instrument, um den Ausbau der Windenergie auf See transparent, planbar und pragmatisch zum Erfolg zu führen. Aktuell befindet sich die Windenergie auf See in einem schwierigen Marktumfeld. Angesichts steigender Investitionskosten für Windenergie-Projekte und Netzanbindungen schärft das Gesetz den Fokus auf Kosteneffizienz und Tragfähigkeit für Strom- und Netzkunden.

Um die Systemkosten zu senken, synchronisiert das Gesetz den Ausbau der Erzeugung und der Netzanbindung enger miteinander. Die Grundlagen für eine optimierte Flächenkulisse in der Nordsee werden so gelegt, dass Erträge gesteigert werden und die Netzinfrastruktur optimal ausgelastet wird. Die Ausschreibungsvolumina sind dafür so festzulegen, dass sie ein kosteneffizientes Verhältnis von Stromerzeugungs- und Netzübertragungsleistung erreichen. Der FEP bleibt dabei das wichtigste Planungsinstrument. Leitbild ist ein Planungsrealismus, der eine flexible Anpassung an den tatsächlichen Strombedarf auf dem langen Weg bis 2045 erlaubt und so teure Überkapazitäten vermeidet. Dem BSH soll Flexibilität eingeräumt werden, in einem definierten Ausschreibungskorridor einen möglichst stetigen Ausbaupfad bis 2045 zu entwickeln. Der nationale Ausbau trägt damit zu einem besser integrierten europäischen Energiesystem bei.

Ein stabiler Ausbau erfordert erfolgreiche Ausschreibungen. Die teilweise erfolglosen Ausschreibungen im Jahr 2025 sind ein Zeichen dafür, dass Investitionsbedingungen verbessert werden müssen und Investoren ein Signal für langfristige finanzielle Planungssicherheit brauchen. Ziel ist es, einen verlässlichen Investitionsrahmen für zukünftige Projekte zu schaffen, der sowohl eine weitgehende Marktintegration als auch eine angemessene Absicherung angesichts steigender Unsicherheiten und der aktuellen Kostenentwicklung gewährleistet.

Das Gesetz schafft daher einen verlässlichen Rahmen, der Investitionssicherheit mit der Kostentragfähigkeit des Gesamtsystems vereint. Projekte ohne Förderbedarf werden gezielt ermöglicht, indem Förderung nur dann erfolgt, wenn eine marktliche Realisierung nicht möglich ist. Wo Absicherung nötig ist, erfolgt dies im Einklang mit der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und dem EU-Beihilferecht. Die Förderung muss markt- und systemdienlich erfolgen. Ein weitgehender Gleichlauf mit den Bestimmungen des EEG ist, soweit keine sektor- oder technologiespezifischen Hindernisse dem entgegenstehen, aus Gründen der Verwaltungsvereinheitlichung geboten. Entscheidend ist daher in Zeiten hoher Strompreise, eine Abschöpfung von Erlösen vorzusehen, um über die Förderdauer die Haushaltsbelastung zu reduzieren und eine Überförderung auszuschließen. Damit wird ein Anreiz geschaffen, dass marktliche Chancen nur ohne Absicherung zur Verfügung stehen, und der Markt für sogenannte Power Purchase Agreements wird gestärkt. Die Fördermaßnahmen und Subventionen werden dadurch auf das unbedingt nötige Maß beschränkt.

Mit der Anpassung an die Vorgaben des Artikel 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) für einen Teil der Ausschreibungsmengen stärkt das Gesetz die

Resilienz und Sicherheit der kritischen Infrastruktur in der Nordsee. Ziel ist es, die Vorgaben aus dem Net-Zero Industry Act bürokratiearm und wirksam umzusetzen. Bis 2030 sollen 40 Prozent des EU-Versorgungsbedarfs an strategischer Netto-Null-Technologie in der EU produziert werden. Für die Windenergie auf See werden für einen Teil der Ausschreibungen daher qualitative Kriterien wie Resilienz und Nachhaltigkeit umgesetzt. Das Kriterium der Cybersicherheit soll für sämtliche Ausschreibungen für Windenergie-auf-See zur Anwendung kommen. Damit werden die europäischen Wertschöpfungsketten gefestigt und einseitige Abhängigkeiten mittelfristig abgebaut.

Das Gesetz entwickelt den Rahmen für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation auf See insbesondere für Wasserstoff weiter. Der Hochlauf von Wasserstoff gestaltet sich ambitioniert und geht auf See mit zusätzlichen technischen Herausforderungen einher. Der Koalitionsvertrag setzt sich zum Ziel, kombinierte Anlagenkonzepte mit Stromerzeugung und Elektrolyse mit einer kombinierten direktelektrischen und leitungsgebundenen Anbindung zu realisieren. Das Gesetz dient der Ermöglichung der Erprobung solcher Konzepte.

Dieser Gesetzentwurf steht im Kontext der gefährdeten rechtzeitigen Erreichung der Ziele der Resolution der Generalversammlung der Vereinten Nationen vom 25. September 2015 „Transformation unserer Welt: die UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung“ und trägt zur Erreichung des Nachhaltigkeitsziel 7, um den Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle zu sichern.

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

1. Ausbau der Windenergie auf See und Planungsrealismus

An den gesetzlichen Zielen des WindSeeG wird festgehalten, der Ausbau soll jedoch verstetigt und die Flexibilität für die Zukunft erhalten werden. Der jährliche Ausschreibungskorridor ab 2027 wird daher auf grundsätzlich 2 000 bis 4 800 Megawatt angepasst. Durch den Korridor erhält das BSH als zuständige Planungsbehörde den notwendigen Spielraum bei der Festlegung der Ausschreibungsmengen.

Zur Erreichung des 70-GW-Ausbauziels in 2045 müssen nach aktuellem Stand ab 2035 jährlich im Durchschnitt knapp unter 3 000 MW in Betrieb gehen. Der 2-GW-Standard für Offshore-Netzanbindungssysteme führt jedoch dazu, dass Ausbaumengen im Regelfall nur in 2-GW-Schritten in Betrieb gehen können. Die dazugehörige Erzeugungsleistung kann je nach Überbauungsgrad der Netzanbindungsleistung darüber liegen. Der Korridor gibt dem BSH die Flexibilität, Überbauungsgrade ggf. flächenspezifisch von bis zu 20 Prozent zu ermöglichen. Damit wird keine Vorfestlegung zu spezifischen Überbauungsgraden getroffen. Darüber hinaus ermöglicht der Korridor eine flexible Anrechnung von grenzüberschreitenden Kooperationsprojekten nach § 5 EEG.

Das Ausschreibungsvolumen pro zur Ausschreibung kommender Fläche soll grundsätzlich 500 bis 2.400 Megawatt betragen, um auch eine etwaige Überbauung im Ausschreibungsvolumen einer zur Ausschreibung kommenden Fläche abbilden zu können. Zur Erhöhung der Akteursvielfalt soll das Ausschreibungsvolumen pro Fläche in der Regel 1 000 bis 1 200 MW betragen. Dies berücksichtigt die mögliche flächenspezifisch angedachte Überbauung mit. Abweichungen innerhalb eines Korridors von mindestens 500 und höchstens 2 400 Megawatt können in Ausnahmefällen aus fachplanerischen Gründen zulässig sein. Auch dieser Korridor berücksichtigt die mögliche flächenspezifisch angedachte Überbauung mit.

2. Kosteneffizienz und Optimierung

Senkung Systemkosten und Netzintegration

Mit dem Referentenentwurf werden die Grundlagen für eine Umsetzung der sogenannten Optimierung des Ausbaus der Windenergie auf See mit der Fortschreibung des nächsten

FEP durch das BSH gelegt. Ziel ist es, die Systemkosten insgesamt in den Blick zu nehmen und so die Belastung für Netzkunden und den Bundeshaushalt zu senken. Um die kommenden FEP-Fortschreibungen auf eine bestmögliche Entscheidungsgrundlage zu stellen, wird eine Auskunftspflicht der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem BSH und der BNetzA für Zwecke der FEP-Fortschreibung eingeführt.

Eine zentrale Rolle für die Kosten spielen ein möglichst hochausgelasteter Netzbetrieb und eine Beschränkung der Anzahl der Offshore-Anbindungsleitungen. Offshore-Anbindungsleitungen erfordern hohe Investitionen von rund 5 bis 10 Mrd. Euro. Die Maßnahme reduziert damit die Belastung der Stromkunden, da diese Kosten über die Offshore-Netzumlage nach § 17f EnWG umgelegt werden. Für die folgenden Maßnahmen legt der Referentenentwurf die Grundlage:

- Steigerung der Übertragungsleistung der 2-GW-Offshore-Netzanbindungssysteme: Eine etwaige dauerhafte oder temporäre Steigerung der Übertragungsleistung erhöht potenziell die von einem Anbindungssystem transportierbare Strommenge, steigert dessen Effizienz und trägt dadurch zu einer Kostensenkung des Offshore-Ausbaus bei. Da eine höhere Übertragungsleistung mit einer zusätzlichen Erwärmung der Kabel einhergeht, wird das 2-K-Kriterium gestrichen, um diese Steigerung grundsätzlich zu ermöglichen.

- Überbauung der Offshore-Netzanbindung: Diese bedeutet eine höhere installierte Erzeugungsleistung der Windenergieanlagen auf See im Verhältnis zur Übertragungsleistung der zugeordneten Offshore-Anbindungsleitung. Die Überbauung der Offshore-Anbindung erhöht die Auslastung der Systeme insbesondere im regulären Teillastbereich, wirkt effizienzsteigernd und senkt so die relativen Netzkosten. Um dies zu ermöglichen, erhält das BSH eine zusätzliche Festlegungskompetenz über die zugewiesene Netzanbindungskapazität für die im FEP festgelegten Flächen. Die flächenspezifische Festlegung der Höhe der Überbauung erfolgt somit im FEP und wird nicht einheitlich gesetzlich festgesetzt, um eine individuelle Optimierung zu ermöglichen. Dem BSH steht dabei ein Ausschreibungskorridor mit einem Überbauungsgrad von bis zu 20 Prozent zur Verfügung, wobei aktuelle Berechnungen im Standardfall auf deutlich geringere Überbauungsgrade hindeuten

- Reduktion der Leistungsdichte und Flächenneuzuschnitt: Eine Reduktion der Leistungsdichte auf einzelnen Flächen sowie ein teilweiser Flächenneuzuschnitt sollen Abschattungseffekte verringern und damit die Volllaststunden sowie die Effizienz der Windenergie auf See-Flächen erhöhen. Diese Maßnahme soll im Rahmen der nächsten Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans durch das BSH umgesetzt werden und bedarf keiner weiteren gesetzlichen Anpassungen.

Zur Kosteneffizienz erhöht der Entwurf zudem die Regellaufzeit von neuen Offshore-Windparks von 25 auf 35 Jahre. Diese Änderung erlaubt Vorhabenträgern, technisch-wirtschaftlich optimale Investitionen nach dem aktuellen Stand der Technik in neue Anlagen zu tätigen. Die Wirtschaftlichkeit von Projekten wird verbessert.

Bürokratieabbau und Verwaltungsvereinfachung

Vereinfachungen des Infrastrukturzukunftsgesetzes werden ebenso wie weitere Verfahrens- und Verwaltungsvereinfachungen umgesetzt, um Verfahren digitaler bürokratieärmer und kostengünstiger zu gestalten. Dabei sollen auch Synergien bei Umweltuntersuchungen gehoben werden, um Kosten für die Verwaltung und die Unternehmen zu sparen.

3. Marktintegration und Investitionsrahmen

Mit dem Entwurf des WindSeeG wird das Ausschreibungsdesign für Windenergie auf See weiterentwickelt. Ziel ist es, einen verlässlichen Investitionsrahmen für zukünftige Projekte zu schaffen, der sowohl eine weitgehende Marktintegration als auch eine angemessene Absicherung angesichts steigender Unsicherheiten und der aktuellen Kostenentwicklung gewährleistet. Dabei wird den besonderen Anforderungen an die Resilienz, der Stärkung europäischer Lieferketten und der Industrie sowie dem Beitrag der Windenergie auf See zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa Rechnung getragen.

Das Ausschreibungsverfahren wird weitgehend für beide Flächenkategorien vereinheitlicht, um für Behörden und Unternehmen Komplexität und Bürokratie zu reduzieren. Die unterschiedlichen Flächenkategorien, zentral voruntersuchte und nicht zentral voruntersuchte Flächen, bleiben aufgrund der verschiedenen Planungsvorläufe und Zulassungsverfahren, die durch flächenspezifische arten- und naturschutzrechtliche Belange bedingt sind, erhalten.

Das Ausschreibungsdesign gibt der Marktintegration und der förderfreien Umsetzung der Windenergie auf See Vorrang. Eine Absicherung erfolgt nur, sofern dies nötig ist. Dafür wird ein Zwei-Stufen-Modell etabliert:

1. **Erste Stufe:** Es wird ermittelt, ob mindestens ein Bieter bereit ist, das Projekt marktwirtschaftlich ohne Förderung zu realisieren. Bei mehreren interessierten Bietern wird auf dieser Stufe eine Zahlungskomponente im Gebotsverfahren ermittelt.

2. **Zweite Stufe:** Wenn kein Bieter zur Realisierung ohne Förderung bereit ist, wird die Höhe des Absicherungsinstruments in Form eines zweiseitigen Differenzvertrags (Englisch: Contract for Difference, CfD) im Gebotsverfahren ermittelt.

Um anreizkompatibles Bietverhalten zu fördern, wird ein dynamisches Auktionsverfahren angewandt, das ein hohes Maß an Transparenz für die Bietenden herstellt.

Die Ausgestaltung des zweiseitigen Differenzvertrags wird im novellierten EEG festgelegt. Somit wird ein einheitliches Design für alle erneuerbaren Energien angewandt, welches die Anforderungen der Verordnung (EU) 2019/943 (EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung) erfüllt. Im WindSeeG wird normiert, dass bei einer Bezuschlagung auf der zweiten Stufe der erfolgreiche Bieter unter dem Anspruch auf die Marktprämie (§ 19 EEG 2027) und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags (§ 21d EEG 2027) realisiert. Damit steht ein Finanzierungsmodell zur Verfügung, das produktionsabhängig mittels Marktprämie fördert und in Situationen, in denen der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt, Erlöse oberhalb des Gebots über den Refinanzierungsbeitrag abschöpft. Bereits im EEG 2027 ist eine dynamische Anpassung des Refinanzierungsbeitrags vorgesehen. In Stunden mit negativen Preisen entfällt der Zahlungsanspruch; diese Stunden werden am Ende an die Förderdauer angehängt.

Grundsätzlich soll ein Wechsel aus dem zweiseitigen Differenzvertrag und damit aus der Abschöpfung nicht möglich sein. Insbesondere eine Umgehung der Abschöpfung bei gleichzeitiger Inanspruchnahme späterer Förderung soll ausgeschlossen werden. Ein sehr früher Wechsel nach Inbetriebnahme in eine förderfreie Investition wird jedoch streng limitiert ermöglicht, um die Marktintegration zu stärken. Der Referentenentwurf verweist hierzu auf § 21e EEG, wonach die Option besteht, in den ersten zehn Jahren einmalig aus dem CfD in die sonstige Direktvermarktung bzw. PPA-Vermarktung zu wechseln.

Der Höchstwert für den anzulegenden Wert wird im WindSeeG basierend auf einem Referenzfall festgelegt. Da die Ermittlung des Förderbedarfs aufgrund von Informationsasymmetrien, dynamischen Kostenentwicklungen und langen Realisierungszeiträumen mit Unsicherheiten behaftet ist, soll die wettbewerbliche Ermittlung zu kostendeckenden Geboten führen und Überförderung ausschließen. Die BNetzA behält die Kompetenz, Anpassungen

von bis zu 10 Prozent vorzunehmen, und erhält zudem die neue Kompetenz, den Höchstwert je nach flächenspezifischer Ertragsprognose anzupassen.

Zudem werden die Sicherheiten und Pönalen an das neue Ausschreibungsdesign angepasst. Die Sicherheiten werden an die gestiegenen Projektkosten angepasst, um die Realisierung angesichts der erheblichen Systemkosten der zeitgleich im Bau befindlichen Offshore-Netzanbindungsleitungen abzusichern. Im Falle eines Zuschlags auf der ersten Stufe wird eine Sicherheit für die erste Zahlungskomponente eingeführt; zusätzlich greift ein dynamisches Sicherheitenelement, um die gesteigerte Optionalität bei Zahlungsgeboten zu adressieren.

Eine einseitige Rückgabe von Zuschlägen ist weiterhin nicht vorgesehen. Hierdurch wird die Verbindlichkeit des Ausschreibungsverfahrens sichergestellt und dem Erfordernis langfristiger Planungshorizonte im Planungs- und Genehmigungsprozess Genüge getan.

4. Resilienz und Wettbewerbsfähigkeit

Mit dem Referentenentwurf werden die Vorgaben des Artikels 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) sowie der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 für den Bereich der Windenergie auf See-Ausschreibungen umgesetzt. Artikel 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) gibt qualitative Kriterien für einen Teil der Ausschreibungen erneuerbarer Energien vor. Diese müssen teilweise als Zugangskriterien (Vorqualifikationskriterien) und können teilweise entweder als Zugangs- oder als Bewertungskriterien ausgestaltet werden.

Im Bereich der Windenergie auf See werden die NZIA-Kriterien für die Ausschreibungen der zentral voruntersuchten Flächen umgesetzt, sodass in der Regel ein Ausschreibungsvolumen von 2 GW pro Jahr zur Verfügung steht. Die NZIA-Kriterien ersetzen die bisherigen qualitativen Kriterien (Beitrag zur Dekarbonisierung, Umfang der Energie-Direktlieferung, Schallbelastung und Versiegelung durch Gründungstechnologien sowie Beitrag zur Fachkräftesicherung). Im Gegensatz zu den bisherigen Kriterien erfordern die Vorgaben der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) bei der Zuschlagserteilung keine komplexe Bewertung durch die ausführende Behörde, wodurch der Bürokratieaufwand reduziert wird.

Von den fünf in Artikel 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) genannten Kriterien werden vier in nationales Recht umgesetzt:

- **Cyber- und Datensicherheit:** Dieses Zugangskriterium wird mit Verweis auf die nationalen Regelungen zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2022/2555 (NIS2-Richtlinie) sowie durch eine Zertifizierung von Bietern und Lieferanten nach der ISO-Norm 27001 sowie durch Anforderungen, die dazu dienen, den ordnungsgemäßen Betrieb und die operative Kontrolle von Windenergieanlagen auf See gegen unrechtmäßigen Zugriff Dritter zu schützen.
- **Fähigkeit zur vollständigen und fristgerechten Projektdurchführung:** Dieses Zugangskriterium erfordert keine inhaltlichen Anpassungen im WindSeeG, da die Anforderungen an die Bieter zur Vorlage bestimmter Unterlagen bereits durch bestehende Vorgaben abgedeckt sind.
- **Resilienz:** Dieses Kriterium wird grundsätzlich als Zugangskriterium ausgestaltet. Lediglich bei der Komponente der Dauermagnete für Windturbinen erfolgt die Umsetzung als Bewertungskriterium.
- **Nachhaltigkeit:** Dieses Kriterium wird in Form einer Verordnungsermächtigung für den Kohlenstoffdioxidfußabdruck als Bewertungskriterium umgesetzt.

Das Kriterium **„verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“** wird derzeit noch nicht umgesetzt. Es baut auf Kernpflichten der Richtlinie (EU) 2024/1760 (CSDDD) und der Delegierten Verordnung (EU) 2023/2772 (CSRD) auf, die auf EU-Ebene novelliert wurden und deren nationale Umsetzung noch aussteht.

Da der Nachweis bei den vorgenannten Kriterien größtenteils erst nach der Zuschlagserteilung erfolgen kann, müssen sich die Bieter im Rahmen der Gebotsabgabe zur Einhaltung der Zugangskriterien verpflichten. Bezüglich der Bewertungskriterien steht es den Bietern frei, sich zur Einhaltung zu verpflichten. Tun sie dies, erhalten sie im zweistufigen Zuschlagsverfahren auf beiden Stufen (marktliche Realisierung und Absicherung durch CfD) einen Multiplikationsfaktor und damit eine bessere Ausgangsposition. Die beiden Bewertungskriterien haben eine Gewichtung von jeweils 7,5 Prozent, was den Vorgaben des Artikels 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) entspricht. Soweit die Bewertungskriterien nicht eingehalten werden, wird eine Pönalzahlung fällig.

5. Wasserstofferzeugung auf See und Innovation

Mit dem Referentenentwurf wird der regulatorische Rahmen für die kombinierte Anbindung von Windkraftanlagen sowohl an das Stromnetz als auch an eine noch zu schaffende Wasserstoffinfrastruktur geschaffen. Damit wird der politische Auftrag aus dem Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 21. Legislaturperiode umgesetzt, die dort sogenannte hybride Anbindung (Kabel und H2-Pipeline) von Windenergieanlagen auf See zu ermöglichen. Das Konzept der kombinierten Anbindung von Strom- und Wasserstofferzeugungsanlagen könnte potenziell die Systemkosten durch den Wegfall kostenintensiver Stromnetzinfrastruktur senken und die Systemintegration der Windenergie auf See durch Verringerung abgeregelter Strommengen verbessern. Offshore-Elektrolyse ist bislang jedoch auch aufgrund des noch frühen Entwicklungsstadiums nicht wirtschaftlich darstellbar. Durch die Ermöglichung dieser kombinierten Anlagenkonzepte soll eine Erprobung im Betrieb und im größeren Maßstab möglich gemacht werden.

Dies geschieht durch eine Öffnung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche für eine Netzanbindung. Hierdurch wird die zukünftige Errichtung von Anlagen für die Erprobung neuer Technologien für die Erzeugung von Strom und anderen Energieträgern und -formen ermöglicht, die an das Stromnetz angebunden sind. Ziel ist es, das schnelle und möglichst unbürokratische Ausprobieren neuer Technologien unter realen Bedingungen zu ermöglichen. Während die Öffnung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche technologieoffen erfolgt, d. h. für jede Form der sonstigen Energiegewinnung geöffnet wird, hat sich insbesondere im Bereich der Wasserstofftechnologie gezeigt, dass auf dem Weg zu mittelskaligen und großskaligen Anwendungen auf See kleinskalige Testmöglichkeiten unter Realbedingungen fehlen. Vor dem Hintergrund der hohen Investitionen für Netzanbindungen, der begrenzten Trassen durch das Küstenmeer und des frühen Entwicklungsstadiums der Offshore-Elektrolyse, ist grundsätzlich nur eine Realisierung einer Netzanbindung durch den Vorhabenträger eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs oder eine Mitnutzung einer Netzanbindung eines Übertragungsnetzbetreibers für Flächen möglich. Zusätzlich wird die bereits bestehende Möglichkeit der Zulassung von sonstigen Energiegewinnungsanlagen innerhalb von Flächen in zweierlei Hinsicht konkretisiert. Erstens ist die Zulassung auf sog. Pilotenergiegewinnungsanlagen auf See beschränkt, welche im ebenfalls neu eingeführten § 3 Nummer 8a legaldefiniert sind. Zweitens wird die auf die sonstigen Energiegewinnungsanlagen entfallende Erzeugungskapazität durch Einführung einer De-minimis-Regelung ausgestaltet, um dem volkswirtschaftlichen Interesse an einer effektiven Nutzung der Netzanbindungen Rechnung zu tragen.

Die im Referentenentwurf vorgesehene Regelung schafft die Grundlage für die Erprobung der Offshore-Sektorkopplung via Elektrolyse im industriellen Maßstab unter Realbedingungen in einem räumlich begrenzten Rahmen. Sie steht im Einklang mit den Eingaben der Windenergie auf See-Branche, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) im Rahmen einer im Jahr 2025 durchgeführten Marktkonsultation abgefragt hat und die mehrheitlich für einen schrittweisen Ausbau der Offshore-Elektrolyse plädierte.

6. Weitere

Der Referentenentwurf schafft die Rechtsgrundlage für eine gegebenenfalls erforderliche Offshore-Rettungsinfrastruktur in küstenfernen Gebieten der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Durch die Bündelung der Verantwortung bei den Vorhabenträgern wird eine lückenlose Rettungskette sowie wirtschaftliche Effizienz sichergestellt. Die untergesetzliche Regelung im FEP ist den technologischen und organisatorischen Anforderungen angemessen und schafft Rechtssicherheit und faire Wettbewerbsbedingungen für alle Marktakteure. Das BMWE unterstreicht damit ein zentrales Anliegen der Küstenbundesländer, die gemeinsam mit dem Bund an hohen Sicherheitsstandards für die Beschäftigten arbeiten. Der Referentenentwurf schafft außerdem die Rechtsgrundlage für die dauerhafte Bewältigung naturschutzfachlicher Konflikte auf der Basis von Flächenneuzuschnitten.

III. Exekutiver Fußabdruck

Weder Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter noch beauftragte Dritte haben wesentlich zum Inhalt des Entwurfs beigetragen.

IV. Alternativen

Keine.

V. Gesetzgebungskompetenz

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ergibt sich aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 in Verbindung mit Artikel 72 Absatz 2 des Grundgesetzes (GG). Alle Artikel des vorliegenden Gesetzes fallen in den Bereich des Rechts der Wirtschaft, das auch die Energiewirtschaft einschließlich der Erzeugung und Verteilung von Energie umfasst.

Eine bundesgesetzliche Regelung im Sinn des Artikels 72 Absatz 2 GG ist zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich. Das Windenergie-auf-See-Gesetz regelt die bundeseinheitlich ausgestaltete Förderung von Offshore-Windenergieanlagen und Offshore-Netzanbindungen sowie das Verfahren zur Planfeststellung beziehungsweise Genehmigung dazugehöriger Einrichtungen in der AWZ. Das EnWG regelt den bundeseinheitlichen energiewirtschaftlichen Rahmen der Energieversorgung in Deutschland, insbesondere das Planungs- und Genehmigungsverfahren von Anlagen. Die Stromversorgung ist bundeseinheitlich zu regeln. Regelungen nur in Bezug auf das Gebiet einzelner Länder würden zu Wettbewerbsverzerrungen im länderübergreifend organisierten Strommarkt führen.

VI. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen

Das Gesetz steht mit dem europäischen Beihilferecht in Einklang, weil es für die genehmigungsbedürftigen Regelungen einen Beihilfevorbehalt vorsieht. Aufgrund der Finanzierung der im WindSeeG angelegten und im Einklang mit dem novellierten EEG stehenden zwei-

seitigen Differenzverträge aus dem Bundeshaushalt sind staatliche Mittel im Finanzierungsmechanismus enthalten, so dass diejenigen Regelungen, welche eine Gruppe bestimmter Unternehmen selektiv begünstigen, der beihilferechtlichen Genehmigung bedürfen. Um eine beihilfenrechtskonforme Ausgestaltung dieses Gesetzes möglichst vor dem Wirksamwerden sicherzustellen, wird die Bundesregierung die Europäische Kommission frühzeitig kontaktieren. Um dem Durchführungsverbot in Artikel 108 Absatz 3 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) Rechnung zu tragen, ist ein entsprechender beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt für die genehmigungsbedürftigen Regelungen vorgesehen (§ 106 WindSeeG).

Der Entwurf dient zudem der Durchführung von Artikel 26 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero-Industry-Act“, NZIA).

Der Anwendungsbereich völkerrechtlicher Verträge wird durch diesen Entwurf nicht berührt.

VII. Gesetzesfolgen

1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Das Gesetz trägt zur Rechts- und Verwaltungsvereinfachung, sowie zum Bürokratieabbau bei. So setzt der Entwurf insbesondere die Vereinfachungen des Infrastrukturzukunftsgesetzes und weitere Verwaltungsvereinfachungen um. Die Verfahren werden digitaler, bürokratieärmer und kosteneffizienter.

2. Nachhaltigkeitsaspekte

Der Referentenentwurf steht im Einklang mit den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinn der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie Weiterentwicklung 2025, die der Umsetzung der VN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung dient.

Indem der Referentenentwurf den Rahmen für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation auf See weiterentwickelt, leistet er einen Beitrag zur Erreichung von Nachhaltigkeitsziel (SDG) 7 „Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und moderner Energie für alle sichern“. Dieses Ziel verlangt mit seiner Zielvorgabe 7.2, bis 2030 den Anteil erneuerbarer Energie am globalen Energiemix deutlich zu erhöhen. Der Entwurf fördert die Erreichung dieser Zielvorgabe, indem er die Investitionsbedingungen für den Ausbau der Windenergie auf See verbessert und die Resilienz der Infrastruktur steigert. Das Gesetz entwickelt den Rahmen für Wettbewerbsfähigkeit und Innovation auf See insbesondere für Wasserstoff weiter und ermöglicht die Erprobung von Konzepten, um den auf See herrschenden technischen Herausforderungen zu begegnen. Der Entwurf schafft einen verlässlichen Rahmen, der Investitionssicherheit mit der Kostentragfähigkeit des Gesamtsystems vereint. Das ist zentral zur Erreichung der national, europäisch und international gesetzten Klimaschutzziele. Damit leistet der Entwurf gleichzeitig einen Beitrag zur Erreichung von Nachhaltigkeitsziel 13, welches mit seiner Zielvorgabe 13.3, die personellen und institutionellen Kapazitäten im Bereich der Abschwächung des Klimawandels, der Klimaanpassung und der Reduzierung der Klimaauswirkungen zu verbessern.

Gleichzeitig leistet der Referentenentwurf auch einen Beitrag zur Erreichung von Nachhaltigkeitsziel 9 „Eine widerstandsfähige Infrastruktur aufbauen, inklusive und nachhaltige Industrialisierung fördern und Innovationen unterstützen“. SDG 9 verlangt mit seiner Zielvorgabe 9.1, eine hochwertige, verlässliche, nachhaltige und widerstandsfähige Infrastruktur aufzubauen, einschließlich regionaler und grenzüberschreitender Infrastruktur, um die wirtschaftliche Entwicklung und das menschliche Wohlergehen zu unterstützen, und dabei den Schwerpunkt auf einen erschwinglichen und gleichberechtigten Zugang für alle zu legen. Die Umsetzung der NZIA-Kriterien soll den Aufbau einer widerstandsfähigen Infrastruktur fördern und sie nachhaltiger machen. Durch den neuen Investitionsrahmen soll Investiti-

onssicherheit durch stabile Finanzierungsbedingungen für Betreiber garantiert werden und gleichzeitig Stromverbraucher vor hohen Kosten geschützt werden. So können die Differenzverträge die Systemkosten minimieren, indem sie durch besser planbare Erlöse kapitalkostendämpfend wirken. Darüber hinaus können staatliche Förderkosten durch transparente Auktionsverfahren sowie eine Abschöpfung von betreiberseitig nicht eingeplanten Erlösspitzen reduziert werden. Planungssicherheit für Investitionen und Investitionsanreize tragen auch zur Erreichung von SDG 8, bei dauerhaftes, inklusives und nachhaltiges Wirtschaftswachstum, produktive Vollbeschäftigung und menschenwürdige Arbeit für alle zu fördern.

Die Bundesregierung misst den Erfolg ihrer Bemühungen um eine nachhaltige Entwicklung anhand von bestimmten Indikatoren und darauf bezogenen Zielen, die sich in ihrer Systematik an den globalen Zielen für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen orientieren. Das Vorhaben zahlt auf folgende Indikatorenbereiche der DNS ein:

3.2.a	**Luftbelastung** Gesunde Umwelt erhalten	Emissionen von Luftschadstoffen	Reduktion der Emissionen des Jahres 2005 auf 55 Prozent (ungewichtetes Mittel der fünf Schadstoffe) bis 2030
7.2.a	**Erneuerbare Energien** Zukunftsfähige Energieversorgung ausbauen	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	Anstieg auf 41 Prozent bis 2030, auf 45 Prozent bis 2040 und auf 60 Prozent bis 2050.
13.1.a	**Klimaschutz** Treibhausgase reduzieren	Treibhausgasemissionen	Minderung um mindestens 65 Prozent bis 2030 und um mindestens 88 Prozent bis zum Jahr 2040, jeweils gegenüber 1990; Erreichung von Treibhausgasneutralität bis 2045

Der Entwurf folgt damit den Prinzipien der DNS

- „(II. 2. a) Nachhaltige Entwicklung als Leitprinzip konsequent in allen Bereichen und bei allen Entscheidungen anwenden“,

- „(II. 2. b) Globale Verantwortung wahrnehmen“,

- „(II. 2. c) Natürliche Lebensgrundlagen erhalten“,

- „(II. 2. d) Nachhaltiges Wirtschaften stärken“ und

- „(II. 2. e) Sozialen Zusammenhalt in einer offenen Gesellschaft wahren und verbessern“.

3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

3.1. Bund

3.1.1. Marktintegration und Investitionsrahmen

Kosten der Förderung für Windenergie auf See nach dem Windenergie-auf-See-Gesetzesentwurf

Mit dem Entwurf wird das Ausschreibungsdesign für Windenergie auf See weiterentwickelt.

Während auf der ersten Stufe Einnahmen für den Haushalt generiert werden könnten, falls ein Projekt marktlich ohne Förderung auskommt, wird auf der zweiten Stufe ein Differenzvertrag mit Marktprämie und Refinanzierungsbeitrag angewendet. Inwiefern der Haushalt

be- oder entlastet wird, hängt von der Höhe der Einnahmen aus dem Refinanzierungsbeitrag und den Ausgaben für die Förderung durch die Marktprämie ab.

Für den Zeitraum der aktuellen Finanzplanung der Jahre 2027-2030 werden gesichert weder Einnahmen aus dem Refinanzierungsbeitrag noch Ausgaben über die Marktprämie haushaltswirksam. Denn sofern Ausschreibungen im Jahr 2027 zu einer Förderung über einen Differenzvertrag für Windenergieanlagen auf See führen würden, würden diese Anlagen nicht vor dem Jahr 2032 in Betrieb gehen und die Förderung erst dann einsetzen. Analog zu den Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz würde sich der jährliche Finanzierungsbedarf im Wesentlichen aus der Differenz zwischen der Höhe des anzulegenden Wertes des Anlagenbetreibers und dem Marktwert des geförderten Stroms an der Strombörse (Marktprämie) in den Stunden, in denen gefördert wird, ergeben. Damit zu verrechnen sind Einnahmen aus dem Refinanzierungsbeitrag, wenn Marktwerte über dem anzulegenden Wert liegen. Daher hat die Entwicklung der Strompreise bzw. des Marktwerts von Windenergie auf See einen erheblichen Einfluss auf den Finanzierungsbedarf. Die Preise an der Strombörse und die Marktwerte von Windenergie auf See wiederum werden von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst. Zentral sind die Brennstoffpreise für Kohle und Gas, der CO_2-Preis, der Ausbau aller erneuerbaren Energien und sonstigen Stromerzeugungskapazitäten sowie Speichern, der Stromverbrauch sowie seine zeitliche Flexibilität und das Wetter.

Für den Zeitraum 2032 bis nach 2050 unterliegen Kostenschätzungen sehr hohen Unsicherheiten, weil die Förderkosten unter anderem von der Höhe der Strompreise bzw. des Marktwerts für Windenergie auf See abhängen und die Strompreisprognosen etablierter Anbieter eine sehr große Streuung aufweisen. Prognosen über die Entwicklung des Strompreises, des Marktwertes von Windenergie auf See und damit des Finanzierungsbedarfs – insbesondere über einen Zeitraum von über 20 Jahren – sind daher grundsätzlich hoch unsicher. Die Höhe der Stromgestehungskosten bei Windenergie auf See hängt von Investitionskosten, Betriebskosten, Finanzierungskosten, erwarteter Stromproduktion und hinterlegten Marktwertfaktoren und Strompreisprognosen ab. Sowohl bei den Investitionskosten, den Finanzierungskosten, Strompreisen und Marktwertfaktoren sind große Schwankungen möglich und die Unsicherheit über die Entwicklung steigt dabei im Zeitverlauf an. Mögliche Abweichungen würden zu Veränderungen eines geschätzten Finanzierungsbedarfs führen. Dies umfasst auch einen ggf. zu leistenden Refinanzierungsbeitrag der Anlagenbetreiber.

Auf Basis marktüblicher, variierender Strompreisprognosen liegen bei Zuschlag zum Höchstwert die durchschnittlichen Förderkosten näherungsweise zwischen -0,07 Ct/kWh bis zu 1,23 Ct/kWh (reale Werte). Bei Bezuschlagung auf der ersten Stufe mit Zahlungsgebot oder bei positiver Strompreisentwicklung können Förderkosten jedoch auch komplett entfallen oder sogar Haushaltseinnahmen generiert werden. Bei pauschal angenommenen 3600 Vollaststunden können für eine Ausschreibungskohorte von 3 Gigawatt jährliche durchschnittliche Förderkosten von -8 Mio. Euro (Abschöpfung) bis 133 Mio. Euro entstehen. Dies gilt unter der Annahme, dass alle 3 Gigawatt mit Absicherungsinstrument zum Höchstwert vergeben werden. Bedingt durch die Länge der Förderdauer und jährliche Neuausschreibungen kommt jährlich eine Kohorte hinzu; die Förderkosten steigen damit ab 2032 jährlich um eine zusätzliche Kohorte an bzw. sinken um den Betrag, um den eine Abschöpfung bei der zusätzlichen Kohorte stattfindet.

Vor dem Hintergrund einer möglichen Förderung wird im Rahmen des Ausschreibungsdesigns für Windenergie-auf-See für den Differenzvertrag vorsorglich ein Höchstwert in Höhe von 9,487 Cent pro Kilowattstunde festgelegt. Dieser basiert auf einem Referenzfall mit unter anderem 3 600 Volllaststunden pro Jahr, Investitionskosten von 2,8 Milliarden Euro pro Gigawatt, Betriebskosten in Höhe von 2 Prozent der Investitionskosten und gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten in Höhe von 5,3 Prozent pro Gigawatt. Der Höchstwert begrenzt die Haushaltsrisiken. Hinzu kommt, das tatsächliche Gebote in den Ausschreibungen deutlich unter diesem Höchstwert liegen können.

Aufgrund der Neuregelungen entsteht für die Bundesnetzagentur finanzieller und stellenmäßiger Mehrbedarf: Es entstehen jährliche Personaleinzelkosten für die Wahrnehmung der Fachaufgaben in Höhe von insgesamt 350 484 Euro und jährliche Sacheinzelkosten in Höhe von 106 106 Euro. Nach den Ergebnissen zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes sind für die Wahrnehmung der Fachaufgaben insgesamt 3,08 Planstellen, 2,22 hD, 0,58 gD, 0,28 mD, erforderlich. Die Kosten wurden auf Grundlage des Rundschreibens für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen und Kostenberechnungen des BMF vom 08. Juni 2026 (Gz. II A 3 – H 1012/00236/007/015) ermittelt. Es entsteht ein jährlicher Sachaufwand in Höhe von 185 000 Euro durch die Verwendung einer Auktionssoftware bei der Durchführung der Ausschreibungsverfahren und die Einholung externer Gutachter im Zusammenhang mit der Festlegung von abweichenden Höchstwerten. Der in diesem Absatz dargestellte finanzielle und personelle Mehrbedarf soll im Einzelplan 09 durch Repriorisierung von bestehenden Aufgaben im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ausgeglichen werden.

Hinsichtlich der Neuregelungen die das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie betreffen sind für den Erfüllungsaufwand keine signifikanten Veränderungen aufzuführen. Es wird zwar ein zusätzlicher Aufwand im Vollzug betreffend die längeren Laufzeiten von Offshore-Windparks zu erwarten sein, aber dieser ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ausreichend quantifizierbar. Ein etwaiger Mehrbedarf wird finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen.

3.2. Länder

Durch den Entwurf sind keine Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen ersichtlich.

4. Erfüllungsaufwand

4.1. Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Durch den Entwurf entstehen keine neuen Kosten für Bürgerinnen und Bürger. Insbesondere enthält dieser Gesetzentwurf keine neuen Informationspflichten. Soweit sich Bürgerinnen und Bürger als Bieter in einer Ausschreibungsrunde beteiligen, ist der Erfüllungsaufwand unter 2.2. aufgeführt. Angesichts des erforderlichen Investitionsvolumens erscheint eine Beteiligung durch Bürgergesellschaften jedoch nicht realistisch.

4.2. Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch dieses Gesetz entsteht für die Wirtschaft ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von schätzungsweise 30 699 934 Euro.

Der jährliche Erfüllungsaufwand des Net Zero Industry Act (NZIA) beruht auf EU-Vorgaben.

Nr.	Personalaufwand jährlich (in Euro)	Sachaufwand jährlich (in Euro)

4.2.1. Angebotserstellung	0	- 376 750
4.2.2. EU-Net-Zero Industry Act (NZIA)	6 115	34 000 000
4.2.3. Sicherheitsleistung	0	4 875 000
4.2.4. Rettung	-	-
4.2.5. Umweltmonitoring	- 30 518	- 7 773 913
Summe (in Euro)	**-24 403**	**30 724 337**
	30 699 934	

4.2.1. Angebotserstellung

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass der Ausbau verstetigt wird, um Überkapazitäten zu vermeiden und Flexibilität für die Zukunft zu erhalten. Für das langfristige 70-Gigawatt-Ziel im Jahr 2045 müssen ab 2035 jährlich durchschnittlich knapp 3 000 MW in Betrieb gehen. Dies liegt unter der bisherigen Regelung, die Inbetriebnahmen von grundsätzlich 4 000 MW pro Jahr ab 2027 vorsah.

Der Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft für die Teilnahme an den Ausschreibungen dürfte dabei geringfügig geringer ausfallen als nach geltendem Recht, welches nach § 2a ab dem Jahr 2027 jährlich grundsätzlich 4.000 Megawatt vorsieht. Dies betrifft insbesondere den Aufwand für die Angebotserstellung sowie die Sachkosten für Bürgschaftszinsen. Auch bei den Erklärungen zum Beschäftigungsverhältnis für Arbeitgeber im Offshore-Bereich, deren Beschäftigte aus Drittstaaten ein Visum zur Arbeitsaufnahme beantragen, sinkt der Aufwand. Wie bereits im Erfüllungsaufwand zum Zweiten Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG a. F., vgl. BT-Drs. 20/1634) dargelegt, verringert sich dieser jährliche Aufwand aufgrund der geringeren Ausschreibungsmengen rechnerisch um 25 %.

Auf die jährlichen Kosten der Angebotserstellung übertragen entspricht dies einer Entlastung von 375.000. Euro; bei den Kosten für die Erklärungen zum Beschäftigungsverhältnis sind es 1.750 Euro. In welchem Umfang es tatsächlich zu einer Reduktion kommt, hängt von der Anzahl der Bieter und der tatsächlich zur Ausschreibung kommenden Flächen ab.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
3	-	-	- 125 000	-	- 375 000
3	-	-	- 583	-	-1 750
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**-**	**- 376 750**

4.2.2. EU-Net-Zero Industry Act (NZIA)

Bei der Umsetzung von Art. 26 der EU-Verordnung (EU) 2024/1735 Net Zero Industry Act handelt es sich um die Umsetzung einer Vorgabe eines EU-Rechtsakts. Mit dem Entwurf wird Art. 26 des EU-Net-Zero Industry Act (NZIA) umgesetzt, um die Resilienz der kritischen Infrastruktur in der Nordsee zu stärken. Für einen Teil der Ausschreibungen werden daher qualitative Kriterien wie Resilienz (speziell für Dauermagneten zum Einsatz in Windenergieanlagen) und Nachhaltigkeit eingeführt. Das Kriterium der Cybersicherheit soll für sämtliche Ausschreibungen für Windenergie-auf-See zur Anwendung kommen. Mit den qualitativen Kriterien, die gemäß dem Net-Zero Industry Act bei voruntersuchten Flächen festgelegt werden, werden bestehende qualitative Kriterien des Windenergie-auf-See-Gesetzes a. F. ersetzt. Bei den Kriterien des Net-Zero Industry Act ist grundsätzlich davon auszugehen, dass diese bei den zentral-voruntersuchten Flächen keinen Mehraufwand bei der Angebotserstellung gegenüber den geltenden Kriterien bedeuten. Möglicherweise führen sie sogar zu einem Minderaufwand aufgrund der Umstellung von einem differenzierten Punktesystem auf Zugangskriterien und zwei einfach ausgestaltete Bewertungskriterien, die jeweils bei Angebotsabgabe nur Eigenerklärungen erfordern. Hinsichtlich des Zugangskriteriums der Cyber- und Datensicherheit, das zukünftig auch auf nicht voruntersuchten Flächen Anwendung finden soll, wird grundsätzlich auf die Ausführungen des Erfüllungsaufwands des Gesetzesentwurf zur Umsetzung der NIS-2-Richtlinie und zur Regelung wesentlicher Grundzüge des Informationssicherheitsmanagements in der Bundesverwaltung (Drucksache 369/25) verwiesen. Die Aufwände, die im Zusammenhang mit der Erfüllung des Cyber- und Datensicherheitskriteriums entstehen, sind also bereits mit dem Gesetz zur Umsetzung der NIS-2-Richtlinie angefallen. Kosten für die Bewertungskriterien Resilienz (Permanentmagnete) können auf etwa 2 Euro pro Kilowatt und die Kosten für Kohlenstoffdioxid-Fußabdruck auf etwa 15 Euro pro Kilowatt beziffert werden. Die Erfüllung der Bewertungskriterien ist freiwillig. Wird nur das Resilienzkriterium erfüllt belaufen sich die Kosten auf 2 Euro pro Kilowatt, werden beide Kriterien erfüllt betragen die Kosten bis zu 17 Euro pro Kilowatt. Bei einer Ausschreibung, bei der der Bieter sich verpflichtet die NZIA-Bewertungskriterien einzuhalten, wird ein Zuschlag in Höhe von bis zu 15 Prozent (7,5 Prozent je Bewertungskriterium) auf das abgegebene Gebot gewährt. Mit dem Nachweis der NZIA-Kriterien seitens der Bieter liegt eine Informationspflicht vor. Zum Erfüllungsaufwand durch die Einführung eines Abschöpfungsmechanismus wird auf den Erfüllungsaufwand der Wirtschaft des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2027 verwiesen.

Der damit verbundene Zeitaufwand wird auf 2.880 Minuten (48 Stunden) mit einem hohen Qualifikationsniveau aus dem Wirtschaftsabschnitt IKT geschätzt. Bei Zugrundelegung eines Stundensatz von 63,70 Euro entsteht ein jährlicher Personalaufwand von 3 087 Euro pro Fall beziehungsweise pro Gebot. Bei einer Fallzahl von 2 erfolgreichen Geboten entsteht insgesamt ein jährlicher Erfüllungsaufwand von 6 115 Euro.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands (maximal Abschätzung).

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
2	2 880	63,70	17 000 000	6 115,20	34 000 000
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**6 115,20**	**34 000 000**

4.2.3. Sicherheitsleistung

Bei jedem Gebot fallen Sachkosten für die Zinsen der Bürgschaft an, die als Sicherheitsleistung hinterlegt werden müssen. Mit dem Entwurf wird die Höhe der Sicherheitsleistung für nicht zentral voruntersuchte Flächen im Vergleich zum Zweiten Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes von 100 Euro auf 200 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung verdoppelt. Für zentral voruntersuchte Flächen, für die die Kriterien des Net-Zero Industry Act Anwendung finden, wird die Höhe der Sicherheitsleistung im Vergleich zum Zweiten Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes von 200 Euro auf 250 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung um ein Viertel erhöht.

Zu Berechnung des zusätzlichen Erfüllungsaufwands werden die Annahmen des Windenergie-auf-See Gesetzes a.F. zu Grunde gelegt und auf die Erhöhung von 100 Euro pro Kilowatt für nicht-zentral voruntersuchte Flächen und 50 Euro pro Kilowatt für voruntersuchte Flächen angewandt. Das bedeutet es werden Bürgschaftszinsen in Höhe von einem Prozent unterstellt. Für den Anteil von 25 Prozent der zusätzlichen Sicherheitsleistung, der durch alle Bieter zu leisten ist, wird eine Verweildauer von vier beziehungsweise sechs Monaten unterstellt, da die Sicherheit im Falle der unterlegenen Bieter nach Abschluss der Ausschreibung zurückerstattet wird bzw. im Falle des erfolgreichen Bieters auf 100 Prozent aufzustocken ist. Für eine Ausschreibung von 1 GW, werden 4 Bieter unterstellt. Für die Bezuschlagten erfolgt die Erstattung der Sicherheit erst bei Realisierung. Dabei wird von einer Verweildauer von 60 Monaten ausgegangen. Im Falle der nicht zentral voruntersuchten Flächen wird von einer Verweildauer von 72 Monaten ausgegangen. Die zusätzlichen jährlichen Zinskosten für die Hinterlegung von Sicherheitsleistungen durch die Erhöhung, die sich rechnerisch aus 1 GW nicht-voruntersuchter und 2 GW zentral voruntersuchter Fläche ergeben, betragen insgesamt rund 10,75 Millionen Euro (4 875 000 Euro für zentral voruntersuchte Flächen, 5 875 000 Euro für nicht-voruntersuchte Fläche).Soweit marktlich vergeben wird, erhöht sich hier die Sicherheit um einen Betrag in Höhe von 5 Prozent des bezuschlagten Zahlungsgebots, sofern der Zuschlag auf der ersten Stufe des Zuschlagsverfahrens erfolgt. Eine Abschätzung ist hier nicht möglich, da im derzeitigen Marktumfeld keine hohen Zahlungen zu erwarten sind.

Da insgesamt jedoch eine nicht-zentral voruntersuchte Fläche weniger ausgeschrieben wird als nach WindSeeG a.F: vorgesehen, verringern sich die Zinskosten für Sicherheitsleistungen nach WindSeeG aF für 1 GW. Das sind insgesamt 5 875 000 Euro.

Für eine Erhöhung der Beträge, die zu hinterlegen sein, dürfte kein zusätzlicher Zeitaufwand anfallen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands zentral voruntersuchte Flächen

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
2	0	-	2 437 500	0	4 875 000
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**0**	**4 875 000**

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands zentral nicht-voruntersuchte Flächen

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	0	-	5 875 000	0	5 875 000
Erfüllungsaufwand (in Euro)				**0**	**5 875 000**

Dieser zusätzliche Erfüllungsaufwand für zentral nicht-voruntersuchte Flächen wird vollständig durch das Wegfallen einer nicht-zentral voruntersuchten Fläche kompensiert.

4.2.4. Rettung

Bezüglich der Rettung im Bereich Offshore-Windenergie schafft die im Entwurf getroffene Regelung (§ 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 WindSeeG-E) Rechtssicherheit und fördert die Markteffizienz durch Standardisierung. Es wird davon ausgegangen, dass dadurch keine zusätzlichen Netto-Kosten für die Wirtschaft entstehen, sondern dass grundsätzlich indirekte Kosten durch Planungssicherheit für bereits bestehende Verpflichtungen reduziert werden. Die vorgeschlagene Ergänzung führt zu einer qualitativen Verbesserung der Planungssicherheit für die betroffene Branche, ohne dass zusätzliche bürokratische Pflichten entstehen. Die Regelung kodifiziert lediglich die Möglichkeit, einen entsprechenden Planungsgrundsatz in den für die Planungsbehörde bindenden Flächenentwicklungsplan aufzunehmen. Derartige Planungsgrundsätze sind bereits Verwaltungspraxis und werden von der Wirtschaft umgesetzt (vgl. z. B. Planungsgrundsatz 7.12.1 Flächenentwicklungsplan 2025, Planungsgrundsatz 6.3.1 Flächenentwicklungsplan 2023). Durch die gesetzlich verankerte Klarheit und Vereinheitlichung der Vorgaben zu Erschließungsthemen erhalten die Unternehmen die Möglichkeit, standardisierte Methoden und Produkte am Markt bereitzustellen bzw. zu beschaffen. Dies ermöglicht Skaleneffekte, reduziert individuelle Abstimmungskosten und senkt langfristig die Herstellungskosten. Die Branche erhält erstmals eine verbindliche Grundlage, um die zu erfüllenden Pflichten vor der Ausschreibung und vor dem Zulassungsverfahren abschätzen und kalkulieren zu können. Dies vermeidet teure Nachbesserungen, Rückfragen und Verzögerungen.

4.2.5. Umweltmonitoring

Mit der Einführung eines zentral koordinierten Umweltmonitorings werden die Unternehmen erheblich entlastet. Durch die zentrale Beauftragung von Dienstleistern lassen sich Synergien und Skaleneffekte heben, redundante Untersuchungen eliminieren sowie Abstimmungsprozesse und Bürokratie zwischen den Unternehmen und dem BSH reduzieren. Insgesamt ist für die Unternehmen von einer erheblichen Kostenersparnis im niedrigen bis mittleren zweistelligen Millionenbereich gegenüber eigenständigen Volluntersuchungen auszugehen.

Nachfolgend wird in einer überschlägigen Kostenschätzung für ein zentrales Monitoring der Schutzgüter Meeressäuger, See- und Rastvögel, Benthos und Fische verdeutlicht, dass durch die zentrale Koordination Einsparpotenziale im Vergleich zu individuell durchgeführten Einzeluntersuchungen realisiert werden können.

Zur Kostenschätzung werden folgende Annahmen getroffen:

- Der aktuelle FEP-Planungsstand (13.03.2026) bleibt bestehen. Dies betrifft insbesondere die Anzahl der Flächen und die Inbetriebnahmejahre, stetige erfolgreiche Ausschreibungen und keine Aufschübe beim Ausbau
- Es werden für mobile Schutzgüter (Meeressäuger, See- und Rastvögel) insgesamt 5 Jahre und für die Schutzgüter Benthos und Fische insgesamt 3 Jahre Betriebsmonitoring durchgeführt.
- Die Aufteilung des Monitorings geht über 10 Jahre hinaus

Alle Vorhabenträgerinnen tragen eine einheitliche Summe unabhängig von den tatsächlichen Clustern zur Gesamtfinanzierung bei. Anhand der vorliegenden Verträge der FVU-Meeresumweltuntersuchungen werden die Kosten für ein zentrales Monitoring je Aufgabenpaket (Los) dargestellt. Als Grundlage dient die Fläche N-12.6 in der zentralen Nordsee, die repräsentativ für andere Gebiete ist und kürzlich im Vergabeverfahren aktuelle Kostendaten liefert.

Los	Tätigkeit	Kostenschätzung
1	Koordination, Berichtswesen	500 000 Euro
2	Habitatnutzung Meeressäuger	1 500 000 - 3 000 000 Euro
3	Vorkommen und Verteilung Meeressäuger, Rast- und Zugvögel	10 000 000 - 13 000 000 Euro
4	Benthos und Fische	800 000 Euro - 1 000 000 Euro
	Gesamt	**12 800 000 Euro - 17 500 000 Euro**

Die Grundlage der Berechnung für die Einzelvorhaben sind ebenfalls die Kostenpunkte der Fläche N-12.6.

Los	Tätigkeit	Kostenschätzung
1	Monitoring und Berichtswesen Meeressäuger, See- und Rastvögel	1 800 000 Euro
2	Monitoring und Berichtswesen Benthos und Fische	400 000 Euro
	Gesamt	**2 200 000 Euro**

Unter den o.g. Annahmen und unter Berücksichtigung von 5 Jahren Monitoring für mobile Schutzgüter und 3 Jahren Monitoring für Benthos und Fische, ergeben sich ab 2028 - 2049 für sämtliche Vorhaben in der AWZ der Nordsee folgende Gesamtkosten:

42 Vorhaben x (5 Jahre Betriebsmonitoring x 1.800.000 Euro/Jahr + 3 Jahre Betriebsmonitoring x 400.000 Euro/Jahr) = 428.000.000 Euro

Zusätzlich zum Betriebsmonitoring ist mit folgenden Kosten für noch anstehende Basisaufnahme und das Baumonitoring zu rechnen:

5 Vorhaben x 2 Jahre Basismonitoring x 2 200 000 Euro/Jahr = 22 000 000 Euro

41 Vorhaben x 1 Jahr Baumonitoring x 1 800 000 Euro/Jahr = 73 800 000 Euro

Gesamt: 523 800 000 Euro für alle Vorhaben ab 2028

Unter der Annahme, dass der letzte OWP in 2039 errichtet wird (N-13.3), wäre im Jahr 2049 das letzte Jahr eines Betriebsmonitorings. Hierbei ist zu beachten, dass stets nur Teilbereiche der AWZ untersucht werden.

Bei einem AWZ-weiten, zentral koordinierten Monitoring ab 2028 bis 2050 ergeben sich bei einem Mittelwert von 15 000.000 Euro folgende Gesamtkosten:

23 Jahre Monitoring x 15 000 000 Euro/Jahr = 345 000 000 Euro

Bei einem zentral koordinieren Monitoring ist demnach mit einer Einsparung von 178 800 000 Euro (alle Phasen der Vorhaben) zu rechnen, die der Wirtschaft zu Gute kommt. Pro Jahr sind das schätzungsweise 7 773 913 Euro.

Der vermiedene Zeitaufwand bei der Verwaltung (Vergabe, Projektsteuerung) wird auf 2 880 Minuten (48 Stunden) mit einem durchschnittlichem Qualifikationsniveau im Bereich der Energieversorgung geschätzt. Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 57,80 Euro wird bei einer Fallzahl von 11 insgesamt ein jährlicher Erfüllungsaufwand von 30 518 Euro vermieden.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
11	-2 880	57,80	706 719	- 30 518	- 7 773 913,04
Erfüllungsaufwand (in Euro)				- 30 518	- 7 773 913,04

Bei der Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem BSH und der BNetzA zum Zwecke der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans liegt eine Auskunftspflicht vor.

4.3. Erfüllungsaufwand der Verwaltung

a) Bund

Das Gesetz ist mit zusätzlichen Aufgaben für die Bundesnetzagentur verbunden. Der im Folgenden in diesem Absatz dargestellte Mehrbedarf der jährlichen Personaleinzelkosten, Sacheinzelkosten und Sachaufwände der Bundesnetzagentur soll durch Repriorisierung von bestehenden Aufgaben im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ausgeglichen werden: Aufgrund der Neuregelungen entstehen für die Bundesnetzagentur jährliche Personaleinzelkosten für die Wahrnehmung der Fachaufgaben in Höhe von insgesamt 350.484 Euro und jährliche Sacheinzelkosten in Höhe von 106.106 Euro. Nach den Ergebnissen zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes sind für die Wahrnehmung der Fachaufgaben insgesamt 3,08 Planstellen, 2,22 hD, 0,58 gD, 0,28 mD, erforderlich. Die Kosten wurden auf Grundlage des Rundschreibens für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen und Kostenberechnungen des BMF vom 08. Juni 2026 (Gz. II A 3 – H 1012/00236/007/015) ermittelt. Es entsteht zudem ein jährlicher Sachaufwand in Höhe von 185.000 Euro durch die Verwendung einer Auktionssoftware bei der Durchführung der Ausschreibungsverfahren und die Einholung externer Gutachter im Zusammenhang mit der Festlegung von abweichenden Höchstwerten. Aus der Umsetzung von EU-Vorgaben des Net Zero Industry Acts resultieren dabei jährliche Personaleinzelkosten in Höhe von schätzungsweise 149 849 Euro und jährliche Sachaufwände in Höhe von schätzungsweise 15 000 Euro.

Im Einzelnen

(Die hier angeführten Personalkosten des Statistischen Bundesamtes haben lediglich indikativen Charakter. Maßgebend für den Erfüllungsaufwand sind die Personalkostensätze des BMF.)

Der Erfüllungsaufwand für die Verwaltung des Bundes entsteht im Einzelnen durch die Kosten für:

1. Punkte, die die Bundesnetzagentur betreffen:

- Änderungen am Ausschreibungsverfahren, jeweils für voruntersuchte und nicht voruntersuchte Flächen, insbesondere die Einführung des dynamischen Gebots-verfahrens bei voruntersuchten Flächen (Durchführung von Gebotsrunden, Durch-führung des „Entweder-Oder-Verfahrens“ im Ausschreibungsdesign, Umgang mit hinterlegten Sicherheiten),
- Festlegung abweichender Höchstwerte und
- Überprüfung der Einhaltung der Kriterien (Prüfung der Zugangs- und Bewertungskriterien des Net Zero Industry Acts). Bei der Umsetzung von Art. 26 der EU-Verordnung (EU) 2024/1735 Net Zero Industry Act handelt es sich um die Umsetzung einer Vorgabe eines EU-Rechtsakts.

2. Punkte, die das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie betreffen:

- zentral koordiniertes Umweltmonitoring
- Umsetzung des Infrastrukturzukunftsgesetzes und Vereinfachungen
- Abschaffung des 2K-Kriteriums
- neue Zulassungszeit von 35 Jahren
- Rettung

1. Änderungen am Ausschreibungsverfahren jeweils für voruntersuchte und nicht voruntersuchte Flächen, insbesondere die Einführung des dynamischen Gebotsverfahrens bei voruntersuchten Flächen

- §§ 20 und 54 Absatz 1 WindSeeG-E – Durchführung des „Entweder-Oder-Verfahrens“ im Ausschreibungsdesign
- §§ 54 Absatz 1 und 21 WindSeeG-E – Durchführung von Gebotsrunden im Ausschreibungsdesign
- §18 WindSeeG-E – Umgang mit hinterlegten Sicherheiten

1.1. <u>Änderungen am Ausschreibungsverfahren für zentral voruntersuchte Flächen</u>

Die jährlich zur Ausschreibung kommenden Flächen werden im Flächenentwicklungsplan vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie festgelegt. Nach den bisherigen Planungen sollen mittelfristig im Schnitt zwei zentral voruntersuchte Flächen pro Jahr ausgeschrieben werden. Für jede dieser Flächen ist die Durchführung eines dynamischen Gebotsverfahren/ „Entweder-Oder-Verfahrens“ vorgesehen, um den Zuschlagsberechtigten zu ermitteln. Dazu müssen die jeweiligen teilnahmeberechtigen Bieter, nach Auswertung der eingegangenen Gebote einschließlich der Zugangs- und Bewertungskriterien nach dem Net Zero Industry Act, informiert sowie die Auktionssoftware durch einen externen Dienstleister konfiguriert werden. Vor der Durchführung der Echtauktion ist die Durchführung einer Probeauktion erforderlich, um den reibungslosen Ablauf sicherzustellen und um den Bietern die Möglichkeit zu bieten, sich mit der Auktionssoftware vertraut zu machen. Sowohl die Probeauktion, als auch die Echtauktion werden dabei durch den Anbieter der Auktionssoftware technisch unterstützt, hierfür fällt der erforderliche Sachaufwand an. Die Dauer des Verfahrens richtet sich dabei nach der Bietbereitschaft der teilnehmenden Bieter. Erfahrungen aus den Ausschreibungen der nicht zentral voruntersuchten Flächen der letzten Jahre haben gezeigt, dass im Schnitt mit bis zu zwei Wochen reiner Auktionszeit zu rechnen ist.

Der bezuschlagte Bieter muss nunmehr zusätzliche Sicherheiten für die Zahlung der Meeresnaturschutz- und Fischereikomponente leisten. Diese Sicherheiten werden regelmäßig persönlich oder per Kurier überbracht und müssen entsprechend entgegengenommen werden. Anschließend sind diese Sicherheiten auf ihre formellen Anforderungen sowie ihre Werthaltigkeit zu überprüfen. Die akzeptierten Sicherheiten werden dann in einem besonders gesicherten Bereich bei der Bundesnetzagentur, mit der entsprechenden Begleitdokumentation, aufbewahrt. Hinzu kommt der Austausch von diesen Sicherheitsleistungen auf Wunsch des Zuschlagsinhabers mit dem zu vor genannten Aufwand (Entgegennahme/Aushändigung, Prüfung/Freigabe, Überführung in/aus dem gesicherten Bereich, Dokumentation).

Jährlicher Erfüllungsaufwand:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Laufbahngruppe**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Dynamisches Gebotsverfahren / Durchführung des „Entweder-Oder-Verfahrens“ im Ausschreibungsdesign inkl. Prüfung der eingehenden Gebote einschließlich der Zugangs- und Bewertungskriterien nach dem Net Zero Industry Act	2,00	hD	29 300	78,27	76 444
	2,00	gD	2 750	55,6	5 097
	2,00	mD	2 750	42,65	3 910
Umgang mit hinterlegten Sicherheiten (Entgegennahme, Prüfung, Hinterlegung und Freigabe)	2,00	hD	2 000	78,27	5 218
	2,00	gD	1 000	55,6	1 853
	2,00	mD	500	42,65	711
Zwischensumme					**93.233**
Sachaufwand	**50.000 Euro**				

1.2. Änderungen am Ausschreibungsverfahren für nicht zentral voruntersuchte Flächen

Aufwand und Umfang im Umgang mit den zu hinterlegenden Sicherheiten sowie der Prüfung des Zugangskriteriums und der Überprüfung der Eigenerklärungen zu Cyber- und Datensicherheit entspricht den Darstellungen unter 1.1.

Jährlicher Erfüllungsaufwand:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Laufbahngruppe**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Dynamisches Gebotsverfahren/ Durchführung des „Entweder-Oder-Verfahrens“ im Ausschreibungsdesign inkl. Prüfung des Zugangskriteriums Cyber- und Datensicherheit	2,00	hD	1 560	78,27	4 070
	2,00	gD	150	55,6	278
	2,00	mD	150	42,65	213
Umgang mit hinterlegten Sicherheiten	2,00	hD	2 000	78,27	5 218
	2,00	gD	1 000	55,6	1 853
	2,00	mD	500	42,65	711
Zwischensumme					**12 343**

2. Festlegung abweichender Höchstwerte

- §19 Absatz 2 WindSeeG-E – Festlegung eines abweichenden Höchstwerts im Ausschreibungsdesign

Die Festlegung des flächenspezifisch abweichenden Höchstwertes aufgrund einer Änderung des prognostizierten Stromertrags ist eine zusätzliche Aufgabe, die im Rahmen der Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen und für zentral voruntersuchte Flächen durchzuführen ist.

Jährlich ist die Vorprüfung erheblicher Abweichung des erwarteten Stromertrags erforderlich. Dies beinhaltet die Betreuung von Gutachtern, die Ausschreibung und Auswertung der Gutachten und einen Beweisbeschluss.

Bei einer erheblichen Abweichung ist ein Verwaltungsverfahren mit Anhörung und Beschlussfassung zur Änderung des Höchstwertes erforderlich.

Die Fallzahl wird geringer angesetzt als bei der Vorprüfung, da nicht bei jeder Fläche die Notwendigkeit zur Anpassung des Höchstwertes unterstellt wird.

Der Sachmittelaufwand entsteht durch Gutachterleistung i.H.v. vsl. 120 000 Euro pro Jahr. Bei zwei Flächen je Ausschreibungen entspricht das vier Gutachten zu je ca. 30 0000 Euro.

Jährlicher Erfüllungsaufwand:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Laufbahngruppe**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Vorprüfung erheblicher Abweichung des erwarteten Stromertrags (Betreuung Gutachter, Ausschreibung, Auswertung und Beweisbeschluss)	4,00	hD	4 800	78,27	25 046
	4,00	gD	0	55,6	0
	4,00	mD	300	42,65	853
Anhörung	2,00	hD	9 600	78,27	25 046
	2,00	gD	2 .000	55,6	3 707
	2,00	mD	1 .000	42,65	1 422
Beschlussfassung	2,00	hD	9 600	78,27	25 046
	2,00	gD	2 000	55,6	3 707
	2,00	mD	1 000	42,65	1 422
Zwischensumme					**86 249**
Sachaufwand	**120 000 Euro**				

3. Überprüfung der Einhaltung der Kriterien

- §§ 15a. 51a, und 54b WindSeeG-E – Prüfung der Zugangs- und Bewertungskriterien des Net Zero Industry Acts bei zentral voruntersuchten Flächen sowie des Zugangskriteriums Cybersicherheit bei nicht zentral voruntersuchten Flächen

Die nachgelagerte Prüfung der Bewertungskriterien wird erst ab dem Jahr 2032 relevant, wenn die Nachweise erstmals erbracht werden müssen.

Eingang und Prüfung der Nachweise zur Einhaltung der Kriterien ist für jede Fläche und daher durchschnittlich zweimal im Jahr durchzuführen. Es ist davon auszugehen, dass höchst selten eine Nachfrist gesetzt werden muss und eine erneute Prüfung durchzuführen ist. Falls dies der Fall sein sollte und die Nachweise trotz der Nachfrist von der Bundesnetzagentur als nicht ausreichend bewertet werden würden, würde sich ein Anhörungsverfahren anschließen. Nur in dem voraussichtlich sehr seltenen Fall, dass in diesem Verfahren festgellt werden sollte, dass die Zugangskriterien nicht eingehalten werden würden, wäre der Zuschlag zu widerrufen. Da nicht von einem Widerruf auszugehen ist, wird dieser Fall nicht beziffert.

Bezüglich der Prüfung der Nachweise zur Einhaltung der Kriterien ist aufzuführen, dass Sachmittelaufwand für Gutachten entstehen, insbesondere um die vorgelegten Nachweise zur Cybersicherheit zutreffend zu bewerten. Pro Gutachten würden circa 20 000-40 000 Euro, also im Mittel 30 000 Euro, anfallen. Über eine Nichteinhaltung der Bewertungskriterien wären die Übertragungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur in Kenntnis zu setzen.

Wenn der Bieter den Nachweis der Einhaltung der Vorgaben nach § 15a oder § 51a trotz Nachfristsetzung nicht fristgerecht erbringen sollte, ist nach § 83a Absatz 7 der Zuschlag zu widerrufen. Da nicht von einem Widerruf auszugehen ist, wird dieser Fall nicht beziffert.

Jährlicher Erfüllungsaufwand:

Jährlicher Erfüllungsaufwand	**Fallzahl**	**Laufbahngruppe**	**Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)**	**Lohnsatz pro Stunde (in Euro)**	**Personalaufwand (in Euro)**
Eingang und Prüfung der Nachweise zur Einhaltung der Kriterien ggf. einschließlich Nachforderung weiterer Nachweise und Überprüfung der Nachweise	4,00	hD	13 525	78,27	70 573
	4,00	gD	6 150	55,6	22 796
	4,00	mD	2 150	42,65	6 113
Setzung einer Nachfrist und erneute Prüfung	2,00	hD	12 000	78,27	31 308
	2,00	gD	6 000	55,6	11 120
	2,00	mD	2 000	42,65	2 843
Anhörung	1,00	hD	2 400	78,27	3 131
	1,00	gD	1 200	55,6	1 112
	1,00	mD	1 200	42,65	853
Zwischensumme					**149 849**
Sachaufwand	**15 000 Euro**				

4. Durchführung von Bußgeldverfahren durch die Bundesnetzagentur

Der Umfang des zusätzlichen jährlichen Personalaufwands ist mit 8.810 Euro insgesamt geringfügig und wird daher nicht näher ausgeführt.

5. Weitere Punkte die die Tätigkeiten des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie betreffen

- § 91a WindSeeG-E – zentral koordiniertes Umweltmonitoring
- §§ 6, 12, 66-70, 81, 98, 105 WindSeeG-E – Umsetzung des Infrastrukturzukunftgesetzes und Vereinfachungen
- Streichung §17d Absatz 1b EnWG – Abschaffung des 2K-Kriteriums
- § 69 Absatz 7 WindSeeG-E - neue Zulassungszeit von Offshore-Windenergie-parks von 35 Jahren
- § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 WindSeeG-E – Offshore-Rettung

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie ist bei den Punkten des zentral koordinierten Umweltmonitorings der Umsetzung des Infrastrukturzukunftsgesetzes und Vereinfachungen, der Abschaffung des 2K-Kriteriums und der neuen Zulassungszeit von Offshore-Windenergieparks von 35 Jahren betroffen.

Hinsichtlich des Erfüllungsaufwandes für diese Punkte grundsätzlich keine signifikante Veränderung im Erfüllungsaufwand aufzuführen. Es ist wird zwar davon auszugehen, dass ein zusätzlicher Aufwand im Vollzug bei den längeren Laufzeiten von Offshore-Windenergieparks zu erwarten sind, diese sind aber zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ausreichend quantifizierbar. Mit der Einführung des zentral koordinierten Umweltmonitorings verschieben sich die Aufgaben innerhalb des BSH. Während verschiedene bislang im Rahmen der Verfahrensbegleitung wahrgenommene Tätigkeiten entfallen, entstehen neue Aufgaben insbesondere in den Bereichen Konzeption, Organisation und operative Umsetzung des koordinierten Umweltmonitorings. Dabei können die im BSH bereits im Rahmen der Flächenvoruntersuchung aufgebauten fachlichen und organisatorischen Strukturen sowie die dort vorhandene Expertise bei der Planung, Vergabe und fachlichen Begleitung von Untersuchungen genutzt werden. Hierdurch ergeben sich Synergieeffekte, insbesondere durch abgestimmte Untersuchungsprogramme, gemeinsame Ausschreibungen sowie eine harmonisierte Datenauswertung und Berichterstattung. Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass sich die Aufwände weitgehend die Waage halten und weder nennenswerte Mehraufwände noch Einsparungen entstehen.

Bezüglich der Rettung im Bereich Offshore-Windenergie schafft die Regelung Rechtssicherheit und fördert Markteffizienz durch Standardisierung. Sie verursacht keine zusätzlichen Kosten für die Verwaltung, sondern optimiert die bestehenden Verfahren. Die Erstellung der Vorgaben erfolgt in Form der Anpassung des bereits bestehenden Planungsgrundsatzes auf Basis des sich in Arbeit befindenden gemeinsamen Standards zur Offshore-Rettung von Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und Arbeitsschutzbehörden der Küstenbundesländer. Dies erfordert keine zusätzlichen personellen Ressourcen, da die inhaltliche Arbeit bereits in der Arbeitsgemeinschaft zwischen Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und Arbeitsschutzbehörden der Bundesländer unter Beteiligung der Branche stattfindet. Die gesetzliche Fixierung dient der Entlastung von Einzelfallentscheidungen und Rechtsstreitigkeiten. Die Zulassungsbehörde (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) profitiert von der Transparenz und Vereinheitlichung. Da die Unternehmen standardisierte Lösungen vorlegen, entfallen bzw. erleichtern individuelle Einzelfallprüfungen und langwierige Abstimmungsprozesse. Dies führt zu einer Beschleunigung der Zulassungsverfahren und einer Entlastung der Verwaltungsressourcen.

b) Länder und Kommunen

Durch den Entwurf entsteht kein Erfüllungsaufwand für die Verwaltung der Länder und Kommunen.

Bezüglich der Regelung zur Rettung im Kontext von Offshore-Windenergieparks ist darzulegen das die Regelung Rechtssicherheit schafft und die Markteffizienz durch Standardisierung fördert.

Sie verursacht keine zusätzlichen Kosten für die Verwaltung.

Die Überwachungsbehörden der Länder profitieren von der Transparenz und Vereinheitlichung. Da die Unternehmen standardisierte Lösungen vorlegen, entfallen bzw. erleichtern individuelle Einzelfallprüfungen und langwierige Abstimmungsprozesse. Dies führt zu einer Beschleunigung der Zulassungsverfahren und einer Entlastung der Verwaltungsressourcen.

6. Weitere Kosten

Die mit dem Entwurf vorgesehene Einführung eines Abschöpfungsmechanismus hat keine Auswirkungen auf Einzelpreis und das Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, und es sind dadurch keine signifikanten Veränderungen des Wettbewerbs und der sozialen Sicherungssysteme zu erwarten.

- Durch die Einführung des Abschöpfungsmechanismus entfällt die Ratio zur Einpreisung unsicherer Erlöse oberhalb des anzulegenden Wertes in das Gebot. Für die Gruppe der Anlagenbetreiber reduzieren sich dadurch gegebenenfalls die Auf-wände für die Gebotserstellung. Hierdurch können die Anlagenbetreiber rein kostenbezogene Gebote abgeben.

- Da mit der Einführung des Abschöpfungsmechanismus die Ratio zur Einpreisung unsicherer Erlöse oberhalb des anzulegenden Wertes in das Gebot entfällt (siehe oben) führt dies für die Finanzierer von Erneuerbaren-Energien-Projekten zu höherer Erlössicherheit, was höhere Anteile an Fremdkapital an der Projektfinanzierung ermöglicht.

Der Net Zero Industry Act der EU zielt darauf ab, die Produktionskapazitäten für grüne Technologien in Europa zu stärken. Damit verbunden sind Investitionen und potenzielle Kosten für die gesamte Wirtschaft. Gleichzeitig können durch den Net Zero Industry Act europäische Fertigungskapazitäten gestärkt und damit ein Wachstum der deutschen und europäischen Wirtschaft vorangetrieben werden. Mit Blick auf das Bruttoinlandsprodukt hat der Net Zero Industry Act daher sowohl wachstumsfördernde als auch kostentreibende Effekte.

7. Weitere Gesetzesfolgen

Gleichstellungspolitische Belange werden nicht berührt.

Der Gleichwertigkeits-Check wurde durchgeführt. Die im Gesetzentwurf enthaltenen Regelungen haben im Ergebnis überwiegend keine Auswirkungen auf die Gleichwertigkeit der Lebensverhältnisse.

VIII. Befristung; Evaluierung

Eine Befristung des WindSeeG 2027 ist angesichts der langfristigen Ausbauziele für erneuerbare Energien nicht sinnvoll.

Das Gesetz wird regelmäßig evaluiert, § 99 EEG. In diesem Zusammenhang soll auch die Evaluierung des Übergangs vom Bewertungskriterium hin zum Zugangskriterium hinsichtlich der Komponente „Dauermagnete“ erfolgen: Angesichts der aktuell noch niedrigen Verlässlichkeit der Lieferketten für resiliente Dauermagnete sprechen sich Bundesregierung und die Windbranche dafür aus, entsprechende Resilienzkriterien zunächst als Zuschlagskriterien einzuordnen. Erste Ausschreibungen mit Zuschlagskriterium erfolgen ab 2027. Strengere Zugangsanforderungen werden beginnend ab 2030 als denkbar erachtet, wobei dieser Zeitplan noch überprüft und gegebenenfalls auf 2028 angepasst werden könnte.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes)

Zu Nummer 1

Die Änderungen am Inhaltsverzeichnis sind durch die Einfügung neuer und die Streichung nun gegenstandsloser Paragraphen erforderlich geworden. Es handelt sich insoweit um Folgeänderungen.

Zu Nummer 2

Durch die Ergänzung des **§ 1 Absatz 3 Satz 1** um den Zusatz „einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen“ wird erreicht, dass auch internationale Offshore-Anbindungsleitungen im Sinne des § 3 Nummer 60 EnWG im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen. Vom Begriff der internationalen Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 60 EnWG sind sowohl die internationalen radialen Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 62 EnWG als auch die internationalen hybriden Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 59 umfasst. Eine internationale radiale Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 62 EnWG besteht dann, wenn eine Windenergieanlage auf See, die sich nicht in der deutschen AWZ oder dem deutschen Küstenmeer befindet, durch die Anbindungsleitung ausschließlich an das Stromversorgungsnetz in Deutschland angeschlossen wird. Von internationalen hybriden Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 59 EnWG sind Anbindungsleitungen umfasst, die Windenergieanlagen auf See als grenzüberschreitende Elektrizitätsverbindungsleitung sowohl an das Stromversorgungsnetz in Deutschland als auch an das Stromversorgungsnetz mindestens eines weiteren Staates anschließt. Durch diese Anpassung sowie die Aufnahme der internationalen Offshore-Anbindungsleitung in den §§ 4, 5, 69 WindSeeG soll gewährleistet werden, dass die internationalen Offshore-Anbindungsleitungen für grenzüberscheitende Offshore-Kooperationen im Sinne des § 5 EEG, welche durch die Einführung des § 5 Absatz 5 Satz 5 EEG auf das Ausbauziel des § 1 Absatz 2 WindSeeG sowie die Ausschreibungsvolumina des § 2a Absatz 1 WindSeeG angerechnet werden, bei der Erstellung des Flächenentwicklungsplanes durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie so wie Offshore- Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 6 WindSeeG berücksichtigt werden.

§ 1 Absatz 3 Satz 2 enthält klarstellend die Feststellung, dass entsprechende Errichtung oder der Betrieb als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden soll. Durch den in **§ 1 Absatz 3 Satz 3** aufgenommenen Verweis auf § 4 Absatz 1 Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (WasserstoffBG) wird das überragende öffentliche Interesse im Hinblick auf die Errichtung oder Betrieb einer Anlage oder Leitung nach nach § 2 Absatz 1 des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes und die dort enthaltene Befristung des überragenden öffentlichen Interesses an der Errichtung oder dem Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur in das WindSeeG übertragen.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Die Streichung in **§ 2a Absatz 1 Nummer 2** sowie die Einfügung von **§ 2a Absatz 1 Satz 3** dienen der rückwirkenden Klarstellung, dass im Jahr 2026 keine Ausschreibung stattgefunden hat. Dem lagen Ende 2025 bekannt gewordene Verzögerungen bei der Fertigung von Konverterplattformen zugrunde, die sich auch auf die Inbetriebnahme der ursprünglich für die Ausschreibung im Jahr 2026 vorgesehenen Flächen N-10.1 und N-10.2 ausgewirkt haben. Um ein erneutes Leerlaufen der Ausschreibung dieser Flächen im Jahr 2026 zu vermeiden, hat die Bundesregierung mittels Kabinettbeschluss vom 28. Januar 2026 beschlossen, die Ausschreibung für das Jahr 2026 auszusetzen.

Die in **§ 2a Absatz 1 Nummer 3** vorgenommene Einfügung des Begriffs „grundsätzlich“ und die Festschreibung des jährlichen Ausschreibungskorridors ab dem Jahr 2027 zwischen 2000 Megawatt und 4800 Megawatt dient zum einen dem Zweck, ab dem Inbetriebnahmejahr 2032 einen steten Ausbaupfad von durchschnittlich 3000 MW zu gewährleisten. Zum anderen soll hierdurch dem BSH als zuständige Planungsbehörde Flexibilität bei der Festlegung der Ausschreibungsmengen gegeben werden. Dies deckt sich insoweit mit der bereits in § 5 Absatz 5 Satz 1 enthaltenen Abweichungskompetenz des BSH bei der Festlegung des Flächenentwicklungsplans. Darüber hinaus wird hierdurch Flexibilität für eine potenzielle Anrechnung der Stromerzeugung aus grenzüberschreitenden Kooperationsprojekten geschaffen, wie sie von § 5 Absatz 5 Satz 5 EEG vorgesehen ist. Die Festlegung des Ausschreibungsvolumens zwischen 2000 Megawatt und 4800 Megawatt erfolgt vor dem technischen Hintergrund, dass zur Erreichung des 70-GW-Ausbauziels in 2045 nach aktuellem Stand ab 2035 jährlich im Durchschnitt rund 3000 MW in Betrieb gehen müssen, um eine gleichmäßige Verteilung des verbleibenden Ausbaus bis 2045 zu erreichen. Der 2-GW-Standard für Offshore-Anbindungsleitungen führt jedoch dazu, dass Ausbaumengen im Regelfall nur in 2-GW-Schritten in Betrieb gehen können. Bei einer Inbetriebnahme von beispielsweise zwei Flächen mit jeweils 2-GW-Anbindungssystemen kann es bei einer vorgesehenen Überbauung dazu kommen, dass mehr als 4000 MW in Betrieb gehen. Die obere Grenze des Korridors wurde daher auf 4800 MW gesetzt. Damit wird dem BSH die Möglichkeit eingeräumt, Überbauungsgrade von bis zu 20 Prozent im Einzelfall festzulegen. Aktuelle Studien deuten darauf hin, dass der Überbauungsgrad in der Regel darunter liegen wird. Mit der Festlegung des Ausschreibungskorridors wird keine Vorfestlegung bezüglich umzusetzender Überbauungsgrade getroffen. Abweichungen von diesem Korridor können in Einzelfällen aus flächenplanerischer Sicht möglich und notwendig sein.

Zu Buchstabe b

Die Änderung von **§ 2a Absatz 2 dient** dem Zweck, im Einklang mit der Festlegungskompetenz § 5 Absatz 1 Nummer 5 a) eine Überbauung von Flächen zu ermöglichen, indem die zu installierende Leistung die zugewiesenen Netzanbindungskapazität der jeweiligen Fläche übersteigt. Die zu installierende Leistung bestimmt das Ausschreibungsvolumen für die jeweilige Fläche.

Zur Erhöhung der Akteursvielfalt soll das Ausschreibungsvolumen pro Fläche dabei in der Regel 1 000 bis 1 200 MW betragen. Dies berücksichtigt die mögliche flächenspezifisch angedachte Überbauung mit.

Abweichungen innerhalb eines Korridors von mindestens 500 und höchstens 2 400 Megawatt können in Ausnahmefällen aus fachplanerischen Gründen zulässig sein. Auch dieser Korridor berücksichtigt die mögliche flächenspezifisch angedachte Überbauung mit.

Zu Nummer 4

Zu Buchstabe a

Die Einführung der Begriffsbestimmung des Elektrolyseurs in **§ 3 Nummer 3a** erfolgt mit Blick auf die Ermöglichung von kombinierten Anbindungen von Windenergieanlagen sowohl zur Strom- als auch zur Wasserstofferzeugung mittels eines an die Windenergieanlage angeschlossenen Elektrolyseurs. Der hierdurch erzeugte Wasserstoff wird in der Folge über Stichleitungen an eine noch zu schaffende zentrale Wasserstoffpipeline angeschlossen. Dies wird im Koalitionsvertrag für die 21. Legislaturperiode als sogenannte hybride Anbindung bezeichnet. Die Bezugnahme auf das WasserstoffBG dient der Übernahme des besonderen öffentlichen Interesses der im WasserstoffBG genannten Anlagen auch für das WindSeeG.

Zu Buchstabe b

Die Einführung der Begriffsbestimmung der internationalen Offshore-Anbindungsleitungen in **§ 3 Nummer 5a** erfolgt mit Blick auf grenzüberschreitende Offshore-Kooperationsprojekte und verweist auf die in § 3 Nummer 60 Energiewirtschaftsgesetzes enthalte Definition.

Zu Buchstabe c

Die Einführung der Begriffsbestimmung der operativen Kontrolle in § **3 Nummer 6a** erfolgt mit Blick auf die Anforderungen an das Vorqualifikationskriterium der Cyber- und Datensicherheit aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) sowie Artikel 5 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176, dessen Durchführung in § 15a geregelt wird. Der Begriff der „operativen Kontrolle“ ist weit zu verstehen und umfasst nicht nur den Zugriff auf die Anlage durch den Betreiber, sondern auch jede Möglichkeit eines betriebsrelevanten Zugriffs durch Dritte, wie beispielsweise Wartungsdienstleister, aber auch die Herstellung, Veränderung und Nutzung von in Zusammenhang mit dem Betrieb der Anlage genutzter Firm- und Software, da auch sie Betriebsparameter determiniert. Betriebsrelevant ist auch jede Einstellung und Veränderung von Betriebsparametern, die dazu geeignet ist, die Stabilität des Netzes, an das die Anlage angeschlossen ist, oder nachgelagerter Netze zu beeinflussen.

Zu Buchstabe d

Die Erweiterung der Begriffsbestimmung in **§ 3 Nummer 7** von Pilotwindenergieanlagen soll die Erprobung und Entwicklung neuer, schallarmer Gründungstechnologien fördern. Die Regelung dient der stetigen Fortentwicklung des Stands der Technik der Gründungstechnologien.

Zu Buchstabe e

Die Ergänzung von **§ 3 Nummer 8** dient dem Zweck, die besondere Bedeutung der Wasserstofferzeugung mittels Einsatzes von Elektrolyseuren im Rahmen der sonstigen, in § 3 Nummer 8 genannten Technologieformen zur Strom- bzw. Gaserzeugung hervorzuheben.

Zu Buchstabe f

Die Einführung der Begriffsbestimmung der Pilotenergiegewinnungsanlage auf See in **§ 3 Nummer 8a** erfolgt in Anlehnung an die in § 3 Nummer 7 enthaltene Definition der Pilotwindenergieanlage auf See und dient dem Zweck, die Errichtung und den Betrieb von sonstige Energiegewinnungsanlagen auf Flächen außerhalb von sonstigen Energiegewinnungsbereichen nach den Vorgaben des ebenfalls neu eingeführten § 69 Absatz 3 Satz 3 Nummer 3 in begrenztem Umfang zulassen zu können.

Zu Buchstabe g

Mit der Streichung in **§ 3 Nummer 9** wird die Erprobung neuer Technologien für die Erzeugung von Strom und anderen Energieträgern und -formen insbesondere in sonstigen Energiegewinnungsbereichen (derzeit ausschließlich die SEN-1) nicht mehr auf solche Anlagen beschränkt, deren Energie unmittelbar ohne Nutzung des Netzes auf See verbraucht wird, sondern sowohl eine Einspeisung in das Stromnetz als auch eine Nutzung von Strom aus dem landseitigen Stromnetz ermöglicht. Hierdurch soll das schnelle und möglichst unbürokratische Ausprobieren neuer Technologien unter realen Bedingungen ermöglicht werden. So hat sich etwa im Bereich der Wasserstofftechnologie gezeigt, dass auf dem Weg zu mittelskaligen und großskaligen Anwendungen auf See kleinskalige Testmöglichkeiten unter Realbedingungen fehlen. Hier könnte die Möglichkeit der Errichtung und des Betriebs innerhalb einer räumlichen begrenzten Fläche eine Brückenfunktion erfüllen. Dasselbe gilt hinsichtlich der sich rasch entwickelnden Speichertechnologie.

Es wird der regulatorische Rahmen insbesondere für die hybride Anbindung von Windkraftanlagen und Elektrolyseuren geschaffen und damit der im Koalitionsvertrag 2025 für die 21. Legislaturperiode bekräftigte Wille einer Ermöglichung hybrider Anbindungen von Strom und Wasserstoff umgesetzt. Eine generelle Öffnung von Flächen für die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse ist bewusst nicht erfolgt, da eine umfängliche Berücksichtigung der Offshore-Elektrolyse in der weiteren Flächenplanung vor dem Hintergrund der derzeit noch nicht gegebenen technologischen Reife und offenen Fragen bzgl. der Wirtschaftlichkeit und der tatsächlich zu erreichenden Systemvorteile auch nach Aussagen der Branche verfrüht wäre. Die Regelung schafft vielmehr die Grundlage für die Erprobung der Offshore-Sektorkopplung via Elektrolyse im industriellen Maßstab unter Realbedingungen in einem räumlich begrenzten Rahmen. Die (begrenzte) Ermöglichung netzangebundener Offshore-Wasserstofferzeugung entspricht den Eingaben der Windenergie auf See Branche, die das BMWE im Rahmen einer im Jahr 2025 durchgeführten Marktkonsultation abgefragt hat und die mehrheitlich für einen schrittweisen Ausbau der Offshore-Elektrolyse plädierten. Zunächst sollen Erfahrungen in kleineren Demonstrationsvorhaben gewonnen werden. Anschließend soll die Erprobung im industriellen Maßstab auf einem Sonstige Energiegewinnungsbereich erfolgen, soweit insbesondere das Erreichen der Ausbauziele im Sinne von § 1 Absatz 2 für die stromgebundene Energieerzeugung auf Flächen gesichert ist. Nunmehr mögliche Festlegungen zu Stromanbindungsleitungen von sonstigen Energiegewinnungsbereichen kann der Flächenentwicklungsplan bereits gemäß § 5 Absatz 2a Satz 1 festlegen. Im nächsten Schritt und für den Fall einer positiven Erprobungsphase könnte eine Berücksichtigung der Offshore-Elektrolyse in der weiteren Flächenplanung im Wege der Ausweisung weiterer Sonstiger Energiegewinnungsbereiche erfolgen. Die Ausschreibung und Erteilung von Antragsberechtigungen zu Errichtung und Betrieb sonstiger Energiegewinnungsanlagen erfolgt über den Verweis aus § 92 WindSeeG weiterhin nach der Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung (SoEnergieV), welche der Zulassungsbehörde ausreichend Spielraum gewährt, um Fehlentwicklungen vorzubeugen.

Zu Nummer 5

Zu Buchstabe a

Durch die Ergänzung des § 4 Absatz 2 Satz 1 WindSeeG um den Zusatz „einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 60 EnWG“ wird aufgenommen, dass der Zweck des Flächenentwicklungsplans auch darin liegt, Festlegungen für internationale Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 60 EnWG innerhalb der AWZ zu treffen. Durch diese Anpassung soll gewährleistet werden, dass die internationalen Offshore-Anbindungsleitungen von grenzüberscheitenden Offshore-Kooperationen im Sinne des § 5 EEG bei der Erstellung des Flächenentwicklungsplanes durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie so wie Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 6 WindSeeG berücksichtigt werden.

Zu Buchstabe b

Durch die Änderungen in **§ 4 Absatz 3 Satz 1** wird der im Rahmen dieses Referentenentwurfs getroffenen Grundsatzentscheidung Rechnung getragen, einen Netzanschluss sonstiger Energiegewinnungsbereiche zu ermöglichen. Hierdurch wird insbesondere die Grundlage für eine hybride Anbindung von Windkraftanlagen und Elektrolyseuren geschaffen. Vor dem Hintergrund der hohen Investitionen für Netzanbindungen, der begrenzten Trassen durch das Küstenmeer und des frühen Entwicklungsstadiums der Offshore-Elektrolyse, ist grundsätzlich nur eine Realisierung einer Netzanbindung durch den Vorhabenträger eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs oder eine Mitnutzung einer Netzanbindung eines Übertragungsnetzbetreibers für Flächen möglich.

Zu Nummer 6

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Durch die Einführung von **§ 5 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5a** wird dem BSH eine Festlegungskompetenz zugewiesen, um festzulegen, wieviel Netzanbindungskapazität einer Offshore-Anbindungsleitung für die jeweilige Fläche die Bundesnetzagentur im Zuweisungsverfahren zuweist. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass das Anbindungsverhältnis von installierter Leistung der Offshore-Windenergieanlagen einer Fläche zur Übertragungsleistung der anschließenden Offshore-Anbindungsleitung nicht mehr automatisch 1:1 ausgestaltet sein soll. Vielmehr soll durch eine ggf. flächenspezifisch ausdifferenzierte Überbauung der Offshore-Anbindungsleitungen die Auslastung der Anbindungsleitungen erhöht und dadurch der Ausbau der Windenergie auf See insgesamt kosteneffizienter ausgestaltet werden. Der Flächenentwicklungsplan kann Einzelheiten zur Überbauung konkretisieren.

Zu Doppelbuchstabe bb

Durch die Änderung von **§ 5 Absatz 1 Nummer 7** wird erreicht, dass der Flächenentwicklungsplan Festlegungen trifft über Trassen oder Trassenkorridore für internationale Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 60 EnWG in der deutschen AWZ und nach Maßgabe der Bestimmungen des WindSeeG für das Küstenmeer. Damit wird bei der Erstellung des Flächenentwicklungsplanes ein Gleichlauf zwischen den nationalen und den internationalen Offshore-Anbindungsleitungen erreicht (vgl. insofern schon die Begründung zu § 1 Absatz 3).

Zu Buchstabe b

§ 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 wird neu eingefügt, um die Offshore-Rettung zu regeln. Mit dem fortschreitenden Ausbau der Windenergie auf See in der AWZ, insbesondere jenseits der Schifffahrtsroute SN-10, werden zusätzliche Maßnahmen der verantwortlichen Personen für den Schutz der Gesundheit der bei Errichtung, Betrieb und Rückbau auf den Einrichtungen im Sinne des § 65 Absatz 1 tätigen Personen notwendig. Es handelt sich um Maßnahmen der medizinischen Versorgung bei Notfällen.

Die nötigen Maßnahmen zur medizinischen Versorgung bei Notfällen auf Einrichtungen von der Erstversorgung bis zur Übernahme der medizinischen Versorgung an Land werden als „Offshore-Rettung“ bezeichnet.

Bislang ist in der AWZ keine dem Land vergleichbare Rettungsinfrastruktur erforderlich gewesen. Die Rettung ist derzeit durch den Einsatz von Hubschraubern, die an Land stationiert werden, ausreichend gewährleistet. Erst der Ausbau der Windenergie auf See in küstenferneren Regionen bringt mehr Personen im Rahmen ihrer beruflichen Tätigkeit auf dort fest installierte Einrichtungen und erfordert das Errichten und Betreiben einer weitergehenden Rettungsinfrastruktur zur Sicherstellung der vollständigen Rettungskette. Die Rettungsinfrastruktur muss dabei schon vor Beginn der Errichtung von Einrichtungen in der küstenfernen AWZ gewährleistet sein, um auch in der Bauphase eine Rettung sicherzustellen.

Die gegenwärtigen Ressourcen und Vorgaben für die Rettung in der AWZ sind kein hinreichender Rahmen zur Sicherstellung der künftigen Rettungsaufgaben in der küstenfernen AWZ. Der Arbeitsschutz ist begrenzt auf Schutzmaßnahmen sowie auf Vorkehrungen für den Transport, wie z.B. Maßnahmen zur Ersten Hilfe und zur Evakuierungsvorsorge (Bereitstellung eines Flucht- und Rettungsplans, Notfallkommunikation, unverzügliche Information der für die Rettung zuständigen Stellen).

Die Erreichbarkeit der vom Festland weit entfernten Einrichtungen mit Rettungsmitteln und die notfallmedizinische Versorgung ist in der AWZ im Zuge der Erschließung der Flächen mit dem FEP sicherzustellen. Die Regelung im FEP ermöglicht eine übergreifende Gesamtplanung einer einheitlichen Rettungsinfrastruktur.

Der FEP kann Festlegungen treffen, die im Zusammenhang mit der Erschließung der Flächen und Einrichtungen stehen. Dazu gehören Festlegungen zum Zweck des Schutzes von Leib und Leben. § 5 Absatz 2 WindSeeG stellt klar, welche Festlegungen der FEP treffen kann. Diese sind über § 6 Absatz 9 WindSeeG für die Zulassung der Vorhaben verbindlich. Die in § 5 Absatz 2 Satz 2 neu eingefügte Nummer 4 gibt Vorhabenträgern und den beteiligten Behörden Rechtssicherheit bei der Umsetzung der Offshore-Rettung.

Mit der Regelung in § 5 Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 wird klargestellt, dass der FEP insbesondere bauliche und organisatorische Maßnahmen zum Schutz der Gesundheit vorgeben kann. Dabei kann der FEP auch die Anwendung von verfügbaren Standards anordnen.

In diesem Zusammenhang wird derzeit in einer Arbeitsgruppe von Bund und Küstenbundesländern ein gemeinsamer Standard zur Offshore-Rettung erarbeitet. Dieser soll insbesondere die zu erreichenden Ziele für die notfallmedizinische Versorgung definieren und Maßnahmen zur Sicherstellung dieser Ziele vorschlagen, die den aktuellen allgemein anerkannten Regeln der jeweiligen Fachrichtung (Medizin, technische Rettung, Luft- und Schifffahrt) entsprechen. Der gemeinsame Standard wird geeignete, in der allgemeinen Praxis der jeweiligen Fachrichtung bewährte organisatorische Maßnahmen, Transportmittel, Geräte sowie Qualifikationen von Personal adressieren und dabei die langen Rettungswege berücksichtigen.

Sobald die erste verantwortliche Person eines Vorhabens die in dem jeweiligen Seeraum erforderlichen Maßnahmen ergriffen hat, die auch in gleicher Weise andere verantwortliche Personen ergreifen müssten, um deren eigene Pflicht zu erfüllen, können sich die weiteren verantwortlichen Personen auf die Erfüllung der Pflicht berufen. Sie können sich allerdings nur auf die Erfüllung der Pflicht berufen, wenn sie sich von der ersten bereits tätig gewordenen verantwortlichen Person bestätigen lassen, dass deren Maßnahmen auch für sie wirken, etwa dass insbesondere der Zugriff auf deren Rettungsmittel sichergestellt ist. Diese Bestätigung kann die erste tätige verantwortliche Person von der Befriedigung des Gesamtschuldnerausgleichs abhängig machen. Es bleibt den verantwortlichen Personen überlassen, ein gemeinschaftliches Modell zu entwickeln.

Die Übertragung der Aufgabe der Rettung an die verantwortlichen Personen nach § 78 WindSeeG ist verhältnismäßig. Die vollständige Übertragung von Rettungsaufgaben auf private Akteure ist möglich. Die Indienstnahme von Privaten wird bereits an Land bei stark erhöhten Risiken und damit stark erhöhtem Rettungsbedarf regelmäßig praktiziert. Die Sach- und Verantwortungsnähe der verantwortlichen Personen auf See ergibt sich aus deren wirtschaftlichen Betätigung in der AWZ.

Da eine Vielzahl der Maßnahmen zur medizinischen Versorgung bei Notfällen übergeordnete Entscheidungen der verantwortlichen Personen sowie ein Zusammenwirken der verantwortlichen Personen erfordern, wird mit der Regelung klargestellt, dass die Verantwortung für die Organisation einer funktionierenden Rettungskette der verantwortlichen Person im Sinne des § 78 WindSeeG zugewiesen wird. Das Zusammenwirken wird hinreichend mit der Regelung zur Gesamtschuld und durch nähere Bestimmungen, die der FEP respektive der gemeinsame Standard enthalten wird, gesteuert. Die gemeinschaftliche Inanspruchnahme der verantwortlichen Personen stellt die Rettungsinfrastruktur in den küstenfernen Bereichen der AWZ sicher und ist durch die Kosten- und Aufgabenteilung ökonomisch und praktisch sinnvoll.

Zu Buchstabe c

Durch die Streichung von **§ 5 Absatz 2a Satz 2** wird eine Ausweisung von Trassen oder Trassenkorridoren für Leitungen und Kabeln, die Energie aus Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen aus den sonstigen Energiegewinnungsbereichen in das Netz abführen, ermöglicht. Dies erfolgt vor dem Hintergrund der im Rahmen dieses Referentenentwurfs getroffenen Grundsatzentscheidung zur Öffnung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche für die Netzanbindung.

Zu Buchstabe d

§ 5 Absatz 3 Satz 2 wird so angepasst, dass bei der Abwägung zwischen den öffentlichen und privaten Belangen des § 5 Absatz 3 Satz 1 und den Festlegungen nach § 5 Absatz 1 Nummer 1 und 2 sowie 6 WindSeeG auch das überragende öffentliche Interesse an den internationalen Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 60 EnWG und deren Bedeutung für die öffentliche Gesundheit und Sicherheit nach § 1 Absatz 3 zu berücksichtigen sind. Damit wird bei der Erstellung des Flächenentwicklungsplanes ein Gleichlauf zwischen den nationalen und den internationalen Offshore-Anbindungsleitungen erreicht (vgl. insofern schon die Begründung zu § 1 Absatz 3 WindSeeG).

Zu Buchstabe e

Die Streichung von **§ 5 Absatz 5 Satz 2** dient der Rechtsklarheit. Der Norm kommt vor dem Hintergrund der Konkretisierung der Ausbauvolumina in § 2a Absatz 1 und entsprechender Änderung des § 5 Absatz 5 Satz 1 im Jahr 2022 durch das Zweite Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vom 20.7.2022 (BGBl. I S. 1325) keine Bedeutung mehr zu. Dem durch den Gesetzgeber intendierten stetigen Zubau wird seitdem von § 2a Absatz 1 Nummer 3 durch die Nennung konkreter Ausschreibungsvolumina Rechnung getragen. Die Streichung steht überdies im Einklang mit der in § 2a Absatz 1 Satz 3 enthaltenen gesetzgeberischen Entscheidung, im Jahr 2026 keine Ausschreibung durchzuführen.

Zu Nummer 7

Zu Buchstabe a

Die Streichung der **§ 6 Absatz 3 Satz 5 und Satz 6** dient der Verwaltungsvereinfachung und Entbürokratisierung. Die Beteiligung ist bereits dadurch sichergestellt, dass die Anhörung öffentlich ist und das BSH die Öffentlichkeit über den Anhörungstermin nach § 98 Nummer 1 unterrichtet. Behörden werden zusätzlich nach § 39 Absatz 4 Satz 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) beteiligt.

Zu Buchstabe b

Die Änderung des **§ 6 Absatz 3 Satz 7** ist eine Klarstellung.

Zu Buchstabe c

Die Aufnahme von **§ 6 Absatz 7 Satz 2** dient der Einführung einer Auskunfts- und Herausgabepflicht der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem BSH sowie der BNetzA als zentrale Planungs- und Genehmigungsbehörden. Hierdurch werden diese in die Lage versetzt, dem gesetzlichen Auftrag der Schaffung des planerischen Rahmens des Ausbaus der Windenergie auf See mittels Festlegung des FEP auf einer möglichst breiten, umfassenden Informationsgrundlage nachkommen zu können. Da der FEP regelmäßig überarbeitet wird, besteht die Auskunftspflicht unabhängig vom Stand des jeweiligen Verfahrens auch schon zu dessen Vorbereitung. Die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Auskunft und Stel-

lungnahme dient einem zielführenden Austausch und der Schaffung einer bestmöglichen Entscheidungsgrundlage.

Zu Nummer 8

Zu Buchstabe a

Die Streichung des **§ 12 Absatz 2 Satz 5 und Satz 6** dient der Verwaltungsvereinfachung und Entbürokratisierung. Die Beteiligung ist bereits dadurch sichergestellt, dass die Anhörung öffentlich ist und das BSH und Hydrographie die Öffentlichkeit über den Anhörungstermin nach § 98 Nummer 1 unterrichtet. Behörden werden zusätzlich nach § 39 Absatz 4 Satz 1 UVPG beteiligt.

Zu Buchstabe b

Die Änderung von § 12 Absatz 2 Satz 7 ist eine Klarstellung.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in **§ 12 Absatz 5 Satz 4** dient der Klarstellung. Die Erteilung artenschutzrechtlicher Ausnahmen ist von der Ermächtigungsgrundlage des § 12 Absatz 5 WindSeeG umfasst. In § 12 Absatz 5 Satz 4 WindSeeG erfolgt die verdeutlichende Klarstellung.

Zu Nummer 9

Die Novellierung des WindSeeG hat ein grundsätzlich einheitliches zweistufiges Ausschreibungsverfahren für Flächen für die Windenergie auf See zum Gegenstand. Das Verfahren ist eine europarechtskonforme Weiterentwicklung der bisherigen Ausschreibungsregeln für nicht zentral voruntersuchte Flächen.

Primärer Unterschied zwischen den neuen und weitgehend einheitlichen Verfahrensregeln für zentral voruntersuchte und nicht zentral voruntersuchte Flächen ist die Berücksichtigung qualitativer Zugangs- und Zuschlagskriterien in den Ausschreibungen zentral voruntersuchter Flächen. Letzteres dient der Anpassung an die Vorgaben aus der Verordnung (EU) 2024/1735, dem europäischen "Net-Zero-Industry-Act".

Auf der ersten Stufe der zweistufigen Ausschreibungsdesigns wird die Bereitschaft für eine marktliche Realisierung, d.h. ohne Absicherungsmechanismus, abgefragt. Die Stromvermarktung erfolgt hier beispielsweise über PPA. Zwischen mehreren interessierten Bietern wird in einem dynamischen Verfahren auf Basis der Zahlungsbereitschaft der Bieter über den Zuschlag entschieden.

Zeigt auf der ersten Stufe kein Bieter Interesse an einer rein marktlichen Realisierung, kommt in der zweiten Stufe der Absicherungsmechanismus in Form des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 19 EEG und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d EEG zum Tragen. Zwischen mehreren interessierten Bietern erfolgt die Entscheidung auch hier in einem dynamischen Verfahren. Bezuschlagt wird grundsätzlich der geringste anzulegende Wert für das Absicherungsinstrument. Die Berücksichtigung qualitativer Zuschlagskriterien erfolgt für zentral voruntersuchte Flächen auf beiden Stufen mittels eines Multiplikators.

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in **§ 14 Absatz 1** sind Folgeänderungen. Die Änderungen erfolgen aufgrund des Wegfalls der Ausschreibungen für bestehende Projekte in den §§ 26-38 sowie der Änderungen an den Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte und zentral voruntersuchte Flächen.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen in **§ 14 Absatz 2** sind zum einen Folgeänderungen in Satz 1, die den Änderungen der Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchten und zentral voruntersuchten Flächen Rechnung tragen. Die Einfügung des Wortes „erforderlichenfalls“ spiegelt das neu eingeführte zweistufige Zuschlagsverfahren wider, wonach der Zuschlag mittels eines Absicherungsmechanismus („zweite Stufe“) nur dann erfolgt, wenn kein Bieter einen Zuschlag mittels marktlicher Realisierung („erste Stufe“) erhält. Die Änderung in Satz 4 stellt klar, dass bei Leerlaufen einer Ausschreibung der Grundsatz besteht, dass die zugrundeliegende Fläche nach dem jeweils anderen Ausschreibungsdesign im nächsten Gebotstermin neu ausgeschrieben wird. Von diesem Grundsatz kann nur der FEP als zentrales Planungsinstrument abweichen, soweit die Ausbauziele weiterhin gesichert sind.

Zu Buchstabe c

Die Änderungen in **§ 14 Absatz 4** sind Folgeänderungen aufgrund von Änderungen in den §§ 20 und 54.

Zu Nummer 10

Der neue **§ 15a** passt die Ausschreibungsbedingungen an das vorgegebene Vorqualifikationskriterium der Cyber- und Datensicherheit aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) sowie Artikel 5 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 an und weitet es auf alle zukünftigen Ausschreibungen nach dem WindSeeG aus.

Zu Absatz 1

Nummer 1 dient der Durchführung der Vorgabe aus Artikel 5 Buchstabe a der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176. Demnach haben Bieter geeignete und verhältnismäßige technische, operative und organisatorische Maßnahmen zu ergreifen, die den Grundsätzen der eingebauten („by design“) und standardmäßigen („by default“) Sicherheit entsprechen, um die Sicherheit der Netz- und Informationssysteme der Anlage für erneuerbare Energie zu gewährleisten. Dies erfolgt durch die Einhaltung der Pflichten nach §§ 5c bis 5e des EnWG.

Nummer 2 und Nummer 3 dient der Durchführung der Vorgaben aus Artikel 5 Buchstabe c der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176, die (bestimmte) Anbieter von IKT-Produkten und IKT-Dienstleistungen adressieren. Gemäß Nummer 2 hat der Bieter zu gewährleisten, dass IKT-Produkte, die in der Anlage verwendet werden, und IKT-Dienstleistungen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb der Anlage erbracht werden, nur von Anbietern bezogen werden, die unter der Berücksichtigung der einschlägigen europäischen oder internationalen Normen und unter Einhaltung des Standes der Technik zertifiziert sind. Diese Anforderung kann insbesondere dadurch erfüllt werden, dass die vorgenannten Anbieter für ihre Systeme im Zusammenhang mit dem betreffenden IKT-Produkt oder IKT-Dienst ISO/IEC 27001 zertifiziert sind. Nach Nummer 3 hat der Bieter zudem zu gewährleisten, dass IKT-Produkte, die in der Anlage verwendet werden und von unionsfremden Anbietern bezogen wurden, nach unter der Berücksichtigung der einschlägigen europäischen oder internationalen Normen und unter Einhaltung des Standes der Technik zertifiziert sind. Diese Anforderung kann insbesondere dadurch erfüllt, dass diese IKT-Produkte nach IEC 62443-2 mit Sicherheitslevel 2 zertifiziert sind.

Nummer 4 dient der Durchführung der Vorgabe aus Artikel 5 Buchstabe d der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176. Demnach hat der Bieter zu gewährleisten, dass ein im Europäischen Wirtschaftsraum ansässiger Betreiber die operative Kontrolle der Anlage behält. Da der Begriff der „operativen Kontrolle“ nicht nur den Zugriff auf die Anlage durch den Betreiber umfasst, sondern auch einen betriebsrelevanten Zugriff durch Dritte, wie etwa

Wartungsdienstleister, hat der Bieter zu gewährleisten, dass jede juristische Person mit operativer Kontrolle über die Anlage im Europäischen Wirtschaftsraum ansässig ist und eine operative Kontrolle durch juristische Personen, die Anforderungen nach § 15a Absatz 2 nicht erfüllen (dies kann auch der Hersteller der Anlage oder von einzelnen Komponenten sein) effektiv ausgeschlossen ist. Dies dient dazu, einen rechtlichen Zugriff auf die Akteure mit operativer Kontrolle über -Windenergie auf See-Infrastruktur abzusichern.

Nummer 5 dient der Durchführung von Artikel 5 Buchstabe b der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 zusätzliche Anforderungen an Bieter auf, die Sicherheit der Anlage und des Gesamtsystems durch technische, operative und organisatorische Maßnahme sicherzustellen, um zu gewährleisten, dass Daten, die im Zusammenhang mit der Auktion, der Errichtung oder dem Betrieb der Windenergieanlage auf See verwendet oder generiert werden, in Europäischen Wirtschaftsraum gespeichert und nicht in Länder außerhalb des Europäischen Wirtschaftsraum übermittelt werden. Die Sicherheit des Gesamtsystems im Sinne dieser Nummer umfasst insbesondere potentielle Auswirkungen auf die Netzstabilität und damit letztlich auf die Versorgungssicherheit.

Absatz 2 dient der Konkretisierung von Absatz 1 Nummer 4 und regelt, unter welchen Voraussetzungen eine natürliche oder juristische Person als ansässig im Sinne des Absatz 1 Nummer 4 gilt. Absatz 2 nennt hier Umstände, anhand deren (Nicht)Vorliegen die Frage der Kontrolle aus Drittstaaten zu bemessen ist.

Eine Beherrschung liegt dann vor, wenn wesentliche Teile des Vermögens erworben wurden. Unter den Vermögensbegriff fallen dabei alle geldwerten Güter eines Unternehmens ohne Rücksicht auf deren Art, Verwendung und Verwertbarkeit. Die Möglichkeit zur Einflussnahme im Sinne der Ausübung von Kontrolle kann dabei auf unterschiedlichen Vermögensgegenständen beruhen – von beispielsweise Computern, Hardware-Komponenten bis hin zu Software-Code. Um einen wesentlichen Teil des Vermögens handelt es sich dann, wenn das Potenzial zur Einflussnahme auf die Tätigkeit des Unternehmens besteht. Es soll dabei nicht auf die unmittelbaren, konkreten und absehbaren Folgen des Übergangs von Vermögenswerten ankommen, sondern auf deren Eignung, die Möglichkeit der Einflussnahme zu eröffnen.

Eine Beherrschung durch juristische oder natürliche Personen aus Drittstaaten liegt vor, wenn diese die absolute Mehrheit der Stimmrechte halten oder über Verträge die Möglichkeit haben, einen bestimmenden Einfluss auf die Beratung, Zusammensetzung oder Beschlüsse der Unternehmensorgane ausüben zu können. Dieser Einfluss muss vergleichbar sein mit dem Erwerb von Anteilsrechten oder Vermögenswerten. Hierunter fallen insbesondere Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge. Entscheidend ist, dass die hierdurch vermittelte Position dauerhaft einer mit dem Inhaber einer Sperrminorität vergleichbaren Stellung entspricht. Dies kann bspw. auch auf Zusatzabreden, Einflussmöglichkeiten tatsächlicher Art oder durch geringe Präsenzquote faktische Sperrminorität erfüllt sein.

Darüber hinaus können auch sonstige Verbindungen von Unternehmen die Möglichkeit zur Einflussnahme begründen. Hierbei handelt es sich um einen Auffangtatbestand, der auch Fälle erfassen soll, die unterhalb der Schwelle von Stimmmehrheiten liegen. Das beeinflussende Unternehmen muss vielmehr durch seine Einwirkung zu einem Faktor werden können, der für die Geschicke des Zielunternehmens konstant mit ausschlaggebend wirkt, auch wenn er sich gegenüber den sonstigen Einwirkungsfaktoren (insbesondere dem Einfluss weiterer Unternehmen) nicht in jedem Fall durchsetzen kann. Es genügt vielmehr eine Stellung, die das Potenzial einer Einflussnahme vermittelt. Von einer Verbindung soll dann ausgegangen werden können, wenn diese auf gesellschaftsrechtlichen Beziehungen besteht − wirtschaftlich bedeutsame Verträge alleine reichen noch nicht aus, können aber zu einem gesellschaftsrechtlichen Element hinzutreten.

Die Merkmale des Absatzes 2 sind energie- und cybersicherheitsspezifisch auszulegen. Schnittmengen zwischen den einzelnen Voraussetzungen sind möglich.

Zu Nummer 11

Die Änderungen in **§ 16 Satz 2** sind geringfügige Anpassungen, die insbesondere die Nummern 4 und 9 betreffen. In **Nummer 4** wird klargestellt, dass auch eventuelle Verzögerungen der Netzanbindung gegenüber dem Planstand laut des jeweiligen Flächenentwicklungsplans, soweit diese bereits behördlich bekannt sind, mitveröffentlicht werden. Dies entspricht der bisherigen Praxis der BNetzA und dient der Transparenz der Ausschreibungsbekanntmachung. Dadurch verbessert sich die Möglichkeit der Bieter, das Risiko von (weiteren) Verzögerungen einzuschätzen. In **Nummer 9** wird zudem die Erweiterung des dynamischen Verfahrens auf beide Stufen der Ausschreibung in Bezug genommen. Die BNetzA kann die Regeln einheitlich für beide Stufen oder nach Stufen getrennt festlegen und veröffentlichen. Die Änderung in **Nummer 8** ist eine Folgeänderung aufgrund der Einfügung von § 16 Satz 2 Nummer 10. Die neue **Nummer 10** ergänzt die Pflichtangaben, die eine Ausschreibungsbekanntmachung für nicht zentral voruntersuchte Flächen enthalten muss. Die Ergänzung trägt dem Umstand Rechnung, dass nach § 14 Absatz 2 Satz 4 auch eine zentral voruntersuchte Fläche nach Abschnitt 2 ausgeschrieben werden kann und die von § 50 Satz 1 Nummer 7 in Bezug genommenen Unterlagen entsprechend zur Verfügung stehen müssen.

Zu Nummer 12

§ 17 regelt die Gebotsanforderungen bzw. präziser die Voraussetzungen für die Teilnahme an den dynamischen Gebotsverfahren zur Ermittlung des zuschlagberechtigten Bieters im Gebotswege.

Zu Buchstabe a

Durch die Novellierung des Gebotsverfahrens können in **§ 17 Absatz 1** die bisherigen Nummern 3 und 5 wegfallen. Die Angabe eines Gebotswerts bei Einreichung nach der bisherigen Nummer 3 ist nicht mehr erforderlich. Die Gebotswerte bilden sich stattdessen im folgenden dynamischen Verfahren. Nummer 4 regelt, dass Gebote eine Erklärung hinsichtlich des Zugangskriteriums der Cyber- und Datensicherheit enthalten müssen, wonach der Bieter im Fall des Zuschlags die jeweiligen Anforderungen einhalten wird. Der Bieter kann nur an der jeweiligen Ausschreibung teilnehmen, wenn er diese Erklärung abgibt.

Das vormalige Zugangs-Erfordernis eines Nachweises der anteiligen PPA-Vermarktung des Stroms in der bisherigen Nummer 5 entfällt. Es ist im zweistufigen Ausschreibungsverfahren, das entweder zu einer marktlichen oder abgesicherten Vermarktung führt strukturell nicht erforderlich und entfällt zwecks Bürokratieabbaus.

Zu Buchstabe b

Der bisherige **§ 17 Absatz 3** entfällt ebenfalls, da er in Folge der künftig vollständig dynamischen Durchführung des Zuschlagsverfahrens nicht mehr erforderlich ist.

Zu Nummer 13

Zu Buchstabe a

Durch die Änderungen in **§ 18** wird in Folge der weitgehenden Vereinheitlichung der Ausschreibungsverfahren das Regime für die Realisierungs-Sicherheit angepasst. Die Höhe der Sicherheit für die Realisierung in **Absatz 1 Satz 1** wird auf 200 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung festgesetzt. Im Falle eines marktlichen Zuschlags auf der ersten Stufe greift zusätzlich ein dynamisches Sicherheitenelement. Nach **Absatz 1 Satz 2** ist in diesem Fall zusätzlich ein Betrag in Höhe von 5 Prozent des bezuschlagten Zahlungsgebots als Sicherheit zu leisten. Dies soll die gesteigerte Optionalität im Falle von Zahlungsgeboten adressieren. Die Änderungen in Absatz 2 sind Folgeänderungen.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen in **Absatz 3** sind Folgeänderungen. Die Sicherheit wird weiterhin in zwei Schritten gestellt. Zum Gebotstermin sind 25 Prozent der Sicherheiten ohne dynamisches Element zu hinterlegen. Innerhalb von drei Monaten nach Erteilung des Zuschlags ist die vollständige Gesamtsumme inklusive eines möglichen dynamischen Elements zu hinterlegen.

Zu Nummer 14

§ 19 regelt den Höchstwert für die Ausschreibungen auf den nicht-zentral voruntersuchten Flächen und ist eine Folge der Einführung des zweistufigen Zuschlagsverfahrens. Vor dem Hintergrund einer möglichen Förderung wird im Rahmen des Ausschreibungsdesigns für Windenergie-auf-See für den Absicherungsmechanismus, das heißt für den Anspruch auf die Marktprämie und die Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags (vgl. §§ 19, 21d EEG 2027), vorsorglich ein Höchstwert festgelegt.

Zu Buchstabe a

Die Änderung dient der Anpassung der Überschrift.

Zu Buchstabe b

Der Höchstwert nach **§ 19 Absatz 1** wird auf Basis eines Referenzfalls für Windenergie auf See auf Basis von 3 600 Volllaststunden pro Jahr, Investitionskosten von 2,8 Milliarden Euro pro Gigawatt, Betriebskosten in Höhe von 2 Prozent der Investitionskosten und gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten in Höhe von 5,3 Prozent pro Gigawatt festgelegt. Abweichungen sind nach § 19 Absatz 2 möglich. Tatsächliche Gebote in den Ausschreibungen können unter diesem Höchstwert liegen.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in **§ 19 Absatz 2** regelt eine über Satz 2 hinausgehende, zusätzliche flächenspezifische Abweichungsmöglichkeit der BNetzA hinsichtlich des Höchstwertes nach Absatz 1. Hiernach hat die BNetzA um bis zu 35 Prozent vom Höchstwert nach Absatz 1 abweichen, wenn der prognostizierte Stromertrag auf der jeweiligen Fläche, der dem Flächenentwicklungsplan zugrunde liegt, wesentlich von den Annahmen des Stromertrags, die der Berechnung des Höchstwertes nach Absatz 1 zugrunde liegen, abweicht. Insbesondere wissenschaftliche Gutachten, die der Fachplanung im Flächenentwicklungsplan nach §§ 4 ff. zugrunde liegen, können dafür herangezogen werden.

Zu Nummer 15

Die Änderungen in **§ 20** regeln die Grundsätze des neu eingeführten zweistufigen Zuschlagsverfahrens.

Das Ausschreibungsverfahren für nicht zentral voruntersuchte Flächen verläuft zweistufig in der gesetzlich nach § 20 vorgegebenen Reihenfolge. Die zwei Stufen werden im zeitlichen Zusammenhang durchgeführt. Das Verfahren ist eine europarechtskonforme Weiterentwicklung der bisherigen Ausschreibungsregeln für nicht zentral voruntersuchte Flächen.

Auf der ersten Stufe des zweistufigen Ausschreibungsdesigns wird die Bereitschaft für eine marktliche Realisierung, d.h. ohne Absicherungsmechanismus, abgefragt. Die Stromvermarktung erfolgt hier beispielsweise über PPA. Zwischen mehreren interessierten Bietern wird in einem dynamischen und transparenten Verfahren auf Basis der Zahlungsbereitschaft der Bieter über den Zuschlag entschieden.

Zeigt auf der ersten Stufe kein Bieter Interesse an einer rein marktlichen Realisierung, kommt in der zweiten Stufe der Absicherungsmechanismus in Form des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 19 EEG und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d EEG zum Tragen. Zwischen mehreren interessierten Bietern erfolgt die Entscheidung auch hier in einem dynamischen Verfahren. Bezuschlagt wird der geringste anzulegende Wert für das Absicherungsinstrument.

Nach **Absatz 2 Satz 1** erfolgt der Wechsel von der ersten auf die zweite Stufe nur, sofern in der ersten Gebotsrunde des dynamischen Gebotsverfahrens nach § 21 kein Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist ein Gebot abgibt, das heißt dem aufgerufenen Preis (Rundenpreis) nicht zustimmt. Das Gebotsverfahren privilegiert insofern die marktliche Realisierung über den Absicherungsmechanismus. Letzterer greift nur, wenn kein Bieter bereit für eine marktliche Realisierung ist.

Nach **Absatz 2 Satz 2** wird die Gebotsabgabefrist in der ersten Gebotsrunde der ersten Stufe einmalig um fünf Minuten verlängert, sofern die erste Zustimmung eines Bieters in der ersten Gebotsrunde der ersten Stufe erfolgt. Dies soll den abwartenden Bietern die Möglichkeit geben auf das späte Gebot zur marktlichen Realisierung zu reagieren und im dynamischen Verfahren auf der ersten Stufe mitzubieten. Dies dient der Chancengleichheit und Transparenz.

Die Änderungen in **§ 21** regeln die erste Stufe des zweistufigen Zuschlagsverfahren.

Hierbei wird die Bereitschaft zur marktlichen Realisierung ermittelt, d.h. ohne Anwendbarkeit eines Absicherungsinstruments. Die Stromvermarktung erfolgt über die marktlichen Instrumente des Strommarkts.

Es findet ein dynamisches Verfahren statt. Die Regelungen zur Gebotsdifferenzierung der marktlichen Gebote über die Zahlungsbereitschaft entsprechen dabei materiell weitgehend denen, die auch bisher auf nicht zentral voruntersuchten Flächen zur Anwendung kamen. Das dynamische Gebotsverfahren besteht hierbei aus aufeinanderfolgenden Gebotsrunden mit ansteigenden Rundenpreisen, denen die teilnehmenden Bieter entsprechend ihrer Zahlungsbereitschaft zustimmen.

Der Rundenpreis wird in Euro pro Megawatt des Ausschreibungsvolumens der ausgeschriebenen Fläche nach § 16 Satz 2 Nummer 2 mit zwei Nachkommastellen angegeben. Vor jeder Gebotsrunde bestimmt die BNetzA einen Rundenpreis nach Maßgabe des § 23 Absatz 3 und informiert die Bieter, die für die bevorstehende Gebotsrunde teilnahmeberechtigt sind, über die Höhe des Rundenpreises sowie über die Anzahl der teilnahmeberechtigten Bieter. Der Rundenpreis der ersten Gebotsrunde beträgt null Euro pro Megawatt.

Die Zustimmung zu einem Rundenpreis erfolgt grundsätzlich verdeckt ohne Information der anderen Bieter. Abweichend hiervon werden bei der ersten Zustimmung eines Bieters in der ersten Gebotsrunde alle anderen Bieter darüber informiert, was mehr Transparenz schafft; dies geschieht dadurch, dass sich bei der ersten Zustimmung in der Gebotsrunde die Gebotsrunde um fünf Minuten verlängert, vgl. § 20 Absatz 2.

Im Unterschied zu Auktionen mit einmaligen, verdeckten Geboten besteht zudem weniger Unsicherheit über den Erfolg der Teilnahme: Bieter können in jeder Runde neu entscheiden, ob sie weiterhin im Verfahren bleiben möchten und behalten so mehr Kontrolle über ihren Auktionserfolg. Darüber hinaus fördern dynamische Bietprozesse insgesamt effizientere Ergebnisse bei Ausschreibungen. Ein dynamischer Bietprozess ermöglicht es den Teilnehmern, ihre Gebote während der einzelnen Runden flexibel anzupassen. Dadurch wird der sogenannte Fluch des Gewinners reduziert, da die Bieter das Verhalten und die Wettbewerbsintensität besser beobachten können. Auf diese Weise gewinnen sie Einblicke in die Einschätzungen und Strategien ihrer Konkurrenten und können ihre eigenen Gebote ent-

sprechend optimieren. Hierdurch soll das ökonomische „Gefangenendilemma“, in diesem Fall der „Fluch des Gewinners“, gezielt adressiert und geschwächt werden:

Absatz 4 verankert die in der ersten Gebotsrunde der ersten Stufe erforderlichen Sonderregelungen.

Die Änderungen in **§ 22** regeln die Zahlung des zu zahlenden Gesamtbetrages infolge eines Zuschlags nach § 21; im Übrigen entspricht die Regelung im Wesentlichen der bisherigen Regelung des § 23 für die Zahlung der zweiten Gebotskomponente. Die Sonderregelung für Ausschreibungen im Jahr 2023 aus § 23 Absatz 1a wurde wegen Zeitablaufs gestrichen.

Der neue **§ 22 Absatz 3** verpflichtet bezuschlagte Bieter für die Meeresnaturschutzkomponente und die Fischereikomponente innerhalb von drei Monaten nach Erteilung des Zuschlags eine Sicherheit zugunsten der Bundesrepublik Deutschland bei der BNetzA zu hinterlegen. Dies dient der Absicherung des Zahlungsanspruchs zu einem Zeitpunkt, zu dem die Bieter-Projektgesellschaft noch über keine Strommarkteinnahmen verfügt. Die Sicherheit ist in entsprechender Anwendung des § 31 Absatz 3 Nummer 1 des EEG zu bestellen, wenn nicht die Bundesnetzagentur spätestens mit Bekanntgabe der Ausschreibung andere Anforderungen bestimmt. Die hinterlegte Sicherheit ist nach erfolgter Zahlung unverzüglich durch die BNetzA freizugeben.

Der neu eingefügte **§ 22a** regelt die zweite Stufe des Zuschlagsverfahrens für eine Realisierung unter dem Absicherungsmechanismus in Form des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 19 EEG und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d EEG. Voraussetzung für die zweite Stufe ist, dass auf der ersten Stufe kein Zuschlag erteilt worden ist. Das Verfahren entspricht dabei in den Abläufen im Wesentlichen demjenigen auf der ersten Stufe.

Absatz 1 regelt den Fall, dass nur ein Bieter am Gebotsverfahren teilnimmt und kein Interesse an einem Zuschlag auf der ersten Stufe angezeigt hat. In diesem Fall findet kein weiteres dynamisches Gebotsverfahren statt, da keine Gebotsdifferenzierung erforderlich ist. Der Bieter erhält den Zuschlag für eine Realisierung unter dem Absicherungsmechanismus zum Höchstwert.

Absätze 2 bis 6 regeln den Fall, dass mehrere Bieter teilnehmen. In diesem Fall findet ein dynamisches Verfahren auf der zweiten Stufe statt. Die Zustimmung zu einer Gebotsstufe erfolgt hierbei verdeckt ohne Information der anderen Bieter.

Absatz 7 regelt, dass der bezuschlagte Gebotswert der anzulegende Wert für das Absicherungsinstrument nach dem EEG ist.

Der neue **§ 23** entspricht dem bisherigen § 22. Die Begrifflichkeiten werden an das neue zweistufige Zuschlagsverfahren angepasst.

Zu Nummer 16

Die Änderungen in **§ 24 Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 2** erfolgen aufgrund der Anpassung des Ausschreibungsdesigns hinsichtlich der Einführung des Absicherungsmechanismus in Form des Anspruchs nach § 19 EEG erfüllt sind, sowie Verpflichtung zur Zahlung eines Refinanzierungsbeitrags im Rahmen der Marktprämie nach § 21d EEG. Der Verweis auf § 20b EEG stellt klar, dass der bezuschlagte Bieter die Möglichkeit des Ausstiegs aus der Förderung und Abschöpfung nach den Voraussetzungen des § 21e EEG hat.

Die Änderung in **§ 24 Absatz 1 Nummer 3** bewirkt, dass der Umfang der Netzanbindungskapazität nicht mehr mit dem Umfang der Gebotsmenge und damit der zu installierenden Leistung übereinstimmen muss. Dies verschafft Flexibilität für die Optimierung eines Überbauungsgrades, d.h. des Verhältnisses von zu installierender Leistung und Netzanbin-

dungskapazität. Der Überbauungsgrad bzw. eine Überbauung der Offshore-Anbindungsleitung im Allgemeinen soll zu einer höheren Auslastung der Netzanbindungssysteme mit sinkenden spezifischen Netzanbindungskosten führen. Der FEP konkretisiert Einzelheiten zur Überbauung.

Der neu eingefügte § 24 Absatz 1 Satz 2 stellt für die Zwecke der Gebührenerhebung klar, dass die Erhebung von Gebühren für die erfolgte zentrale Voruntersuchung der Fläche auch im Falle einer Neuausschreibung nach § 14 Absatz 2 Satz 4 möglich ist

Zu Nummer 17

Die Änderungen in **§ 25** sind Folgeänderungen aufgrund der Einführung des zweistufigen Zuschlagsverfahrens für die nicht zentral voruntersuchten Flächen.

Zu Nummer 18 und Nummer 19

Die Änderung in **§ 26** und die Streichung der **§§ 27-38** erfolgt infolge dessen, dass Ausschreibungen für bestehende Projekte zukünftig keinen Anwendungsbereich mehr haben. Mit der neuen Übergangsregelung in § 26 wird sichergestellt, dass die Rechtsfolgen des Zuschlags nach § 37 der bisherigen Fassung weitergelten.

Zu Nummer 20

Die Änderungen in **§ 50** dienen der Einführung des zweistufigen Zuschlagsverfahren für die zentral voruntersuchten Flächen und werden den Vorgaben in § 16 angeglichen.

Zu Nummer 21

Zu Buchstabe a

Die Anpassungen in **§ 51 Absatz 1** passen die bisherigen Anforderungen an Gebote an das auch für die zentral voruntersuchten Flächen eingeführte neue zweistufige Zuschlagsverfahren an.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen in **§ 51 Absatz 3** hinsichtlich der Projektbeschreibung ergeben sich daraus, dass die bisherigen Bewertungskriterien durch Zugangs- und Bewertungskriterien ersetzt werden, die in Artikel 26 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) für Ausschreibungen von Erneuerbaren Energien vorgegeben sind. **Satz 1** regelt, dass die Projektbeschreibung entsprechende Erklärungen hinsichtlich der Zugangskriterien der Cyber- und Datensicherheit und Resilienz enthalten muss, wonach der Bieter im Fall eines Zuschlags die jeweiligen Anforderungen einhalten wird. Der Bieter kann nur an der jeweiligen Ausschreibung teilnehmen, wenn er diese Erklärungen abgibt.

Die **neuen Sätze 2 bis 4** regeln, dass Bieter Erklärungen zur Einhaltung von Bewertungskriterien nach § 54a abgeben können. Sie sind damit optional und führen bei Abgabe zu einem vorteilhaften Multiplikationsfaktor im jeweiligen dynamischen Gebotsverfahren. Die Erklärungen müssen in der Projektbeschreibung enthalten sein. Der Bieter ist an seine Erklärung im weiteren Verlauf des Gebotsverfahrens gebunden.

Zu Nummer 22

Der neue **§ 51a** dient der Anpassung an das vorgegebene Vorqualifikationskriterium der Resilienz aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe b, Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) sowie Artikel 7 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176.

Absatz 1 dient der Durchführung der Vorgaben aus Artikel 7 Absatz 1 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176. Dies betrifft gemäß Absatz 1 Satz 1 den Fall, wenn die Europäische Kommission mindestens neun Monate vor dem Tag der Bekanntmachung nach § 50 festgestellt hat, dass mehr als 50 Prozent der Lieferungen von Windenergieanlagen auf See innerhalb der Europäischen Union aus einem einzigen Drittstaat stammen oder dass die Lieferungen von Windenergieanlagen auf See mit Ursprung aus einem einzigen Drittstaat in zwei aufeinanderfolgenden Jahren um durchschnittlich mindestens 10 Prozentpunkte gestiegen sind und mindestens 40 Prozent der Lieferungen innerhalb der Europäischen Union erreichen. In diesem Fall hat der bezuschlagte Bieter die Anforderungen aus Nummer 1 und 2 hinsichtlich der Windenergieanlagen auf See und wichtigsten spezifischen Bauteilen nach Anhang zu Durchführungsverordnung (EU) 2025/1178 zu erfüllen. Die zusätzliche Anforderung nach Absatz 1 Satz 2 betrifft den Fall, wenn die Europäische Kommission in ihrer Feststellung nach Satz 1 festgestellt hat, dass zusätzlich zu den in Satz 1 genannten Bedingungen mehr als 85 Prozent der Lieferungen eines oder mehrerer wichtigster spezifischer Bauteile innerhalb der Europäischen Union nach Anhang zu Durchführungsverordnung (EU) 2025/1178 der Europäischen Kommission aus einem einzigen Drittstaat stammen. In diesem Fall ist Satz 1 Nummer 2 mit der Maßgabe anzuwenden, dass die Menge der dort genannten wichtigsten spezifischen Bauteile maximal zu einem Anteil von 85 Prozent aus dem Drittstaat stammen dürfen. Dies betrifft nicht die wichtigsten spezifischen Bauteile, die bereits nach Absatz 1 Satz 2 gar nicht aus dem Drittstaat stammen dürfen (Direktantrieb-Antriebsstränge und Getriebe-Antriebsstränge). Es betrifft auch nicht das wichtigste spezifische Bauteil der Dauermagneten für Windturbinen, da die Resilienz hinsichtlich der Dauermagneten für Windturbinen gesondert in einem Bewertungskriterium nach § 54a Absatz 2 geregelt wird.

Absatz 2 dient der Durchführung der Vorgaben aus Artikel 7 Absatz 3 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176. Dies betrifft den Fall, dass die Europäische Kommission neun Monate vor dem Tag der Bekanntmachung nach § 50 keine Feststellung nach Absatz 1 getroffen hat. In diesem Fall hat der bezuschlagte Bieter die Voraussetzungen nach Absatz 1 in Bezug auf 75 Prozent der Windenergieanlagen auf See und wichtigsten spezifischen Bauteile nach Anhang zu Durchführungsverordnung (EU) 2025/1178, die aus der Volksrepublik China stammen, einzuhalten.

Absatz 3 dient der Durchführung der Vorgaben aus Artikel 7 Absatz 2 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176. Dies betrifft den Fall, dass die Europäische Kommission neun Monate vor dem Tag der Bekanntmachung nach § 50 keine Abhängigkeit im Sinne des Absatzes 1 Satz 1 für die Lieferung von Windenergieanlagen auf See, jedoch für mindestens 50 Prozent der Lieferungen eines oder mehrerer der wichtigsten spezifischen Bauteile nach dem Anhang zur Durchführungsverordnung (EU) 2025/1178 festgestellt hat. Für diesen Fall darf die Menge dieses oder dieser in den Windenergieanlagen auf See zu verbauenden wichtigsten spezifischen Bauteile maximal zu einem Anteil von 50 Prozent aus dem jeweiligen Drittstaat stammen. Hat die Europäische Kommission eine Abhängigkeit von über 85 Prozent festgestellt, so erhöht sich der Schwellenwert nach Satz 1 auf 85 Prozent. Absatz 3 findet keine Anwendung auf das wichtigste spezifische Bauteil der Dauermagneten für Windturbinen, da die Resilienz der Dauermagneten für Windturbinen gesondert in einem Bewertungskriterium nach § 54a Absatz 2 geregelt wird.

Eine Anpassung an das ebenfalls vorgegebene Zugangskriterium der Fähigkeit, das Projekt vollständig und fristgerecht durchzuführen, aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer ii) der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) sowie Artikel 6 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 in einer gesonderten Vorschrift ist nicht erforderlich. Die Vorgabe an den Bieter, zwei in Artikel 6 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 aufgeführten Unterlagen vorzulegen, ist bereits durch bestehende Regelungen abgedeckt. So ist die Vorgabe zur Vorlage von Unterlagen, aus denen die Einhaltung der geltenden Rechtsvorschriften hervorgeht, einschließlich aller einschlägigen Genehmigungen, die für den Bau und den Betrieb des Projekts erforderlich sind, oder Unterlagen, aus denen hervorgeht, dass die Voraussetzungen für die Erteilung solcher Genehmigungen erfüllt sind

(vgl. Artikel 6 Absatz 1 Buchstabe b der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176), durch die Vorgabe zur Durchführung eines Planfeststellungverfahrens oder eines Plangenehmigungsverfahrens (§§ 60 ff.) bereits abgedeckt. Auch die Vorgabe zur Vorlage von Unterlagen über die finanzielle und wirtschaftliche Lage des Unternehmens, die belegen, dass das Unternehmen finanziell in der Lage ist, das Projekt zu Ende zu führen und potenzielle Verbindlichkeiten zu übernehmen, anstatt Konkurs anzumelden oder sich auf andere Weise diesen Verbindlichkeiten zu entziehen, z. B. durch Anforderungen an das Mindestnettovermögen, den Gewinn oder langfristige Schuldenratings, ist durch die Regelung in § 51 Absatz 1 Nummer 1 bereits abgedeckt. Zudem tragen die Vorgaben zu Realisierungsfristen und entsprechenden Sanktionen der §§ 81 ff. dem Regelungszweck des Artikels 6 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 Rechnung: Das Zusammenspiel von Fristvorgaben zur Realisierung von bezuschlagten Projekten und Sanktionen für bestimmte Verstöße dient dazu, den verbindlichen und firstgerechten Ausbau der Windenergie auf See durchzusetzen. Potenzielle Bieter werden insbesondere durch die möglichen Sanktionen nach § 82 dazu angehalten, die Projektrealisierung zu gewährleisten und die – auch von Artikel 6 und Erwägungsgrund Nummer 6 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 zugrunde gelegten – erforderlichen finanziellen, wirtschaftlichen und technischen Ressourcen vorzuhalten, wenn sie an der Ausschreibung teilnehmen. Insoweit wirken sich die §§ 81 ff., obschon sie erst für bezuschlagte Bieter gelten, bereits im Vorfeld der eigentlichen Auktionsteilnahme aus.

Zu Nummer 23

Durch die Änderungen in **§ 52** wird in Folge der weitgehenden Vereinheitlichung der Ausschreibungsverfahren das Regime für die Realisierungs-Sicherheit angepasst.

Zu Buchstabe a

Die Höhe der Sicherheit für die Realisierung in **Absatz 1 Satz 1** wird auf 250 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung festgesetzt. Im Falle eines marktlichen Zuschlags auf der ersten Stufe greift zusätzlich ein dynamisches Sicherheitenelement. Nach **Absatz 1 Satz 2** ist in diesem Fall zusätzlich ein Betrag in Höhe von 5 Prozent des bezuschlagten Zahlungsgebots als Sicherheit zu leisten. Dies soll die gesteigerte Optionalität im Falle von Zahlungsgeboten adressieren.

Zu Buchstabe b und Buchstabe c

Die Änderungen in **Absatz 2 und 3** sind Folgeänderungen. Die Sicherheit wird weiterhin in zwei Schritten gestellt. Zum Gebotstermin sind 25 Prozent der Sicherheiten ohne dynamisches Element zu hinterlegen. Innerhalb von drei Monaten nach Erteilung des Zuschlags ist die vollständige Gesamtsumme inklusive eines möglichen dynamischen Elements zu hinterlegen.

Zu Nummer 24

Der neue **§ 53** regelt den Höchstwert für die Ausschreibungen auf den zentral voruntersuchten Flächen und ist eine Folge der Einführung des zweistufigen Zuschlagsverfahrens.

Zu Absatz 1

Vor dem Hintergrund einer möglichen Förderung wird im Rahmen des Ausschreibungsdesigns für Windenergie-auf-See im Rahmen des Absicherungsmechanismus, das heißt für den Anspruch auf die Marktprämie und die Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags (vgl. §§ 19 und 21d EEG 2027), auf zentral voruntersuchten Flächen vorsorglich ein Höchstwert festgelegt.

Die Höchstwerte für NZIA ergeben sich aus den regulären Höchstwerten, wobei bei der zugrundeliegenden Annahme der Förderkosten ein Zuschlag von 15% erfolgt. Artikel 26 NZIA erlaubt den Mitgliedstaaten erst bei unverhältnismäßig hohen Mehrkosten (mehr als 15%) leergelaufene Ausschreibungen ohne NZIA-Kriterien neu auszuschreiben.

Die Förderkosten sind stark abhängig vom unterstellten Strompreisszenario und können bei einem mit einem Höchstwert von 9,487 Cent pro Kilowattstunde über die Förderzeit des Differenzvertrags, das heißt für den Anspruch auf die Marktprämie und die Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags, aus heutiger Sicht bis zu 1,23 Cent pro Kilowattstunde im Durchschnitt betragen. Daraus ergibt sich ein Aufschlag von 0,1845 Cent pro Kilowattstunde und damit einen Höchstwert in Höhe von 9,6715 Cent pro Kilowattstunde.

Absatz 2 regelt die Abweichungsmöglichkeit der BNetzA analog zu der bestehenden Regelung in § 19 Absatz 2. **Satz 3** regelt hierbei eine über Satz 2 hinausgehende Abweichungsmöglichkeit der BNetzA hinsichtlich des Höchstwertes nach Absatz 1. Hiernach hat die BNetzA um bis zu 20 Prozent vom Höchstwert nach Absatz 1 abweichen, wenn der prognostizierte Stromertrag auf der jeweiligen Fläche wesentlich von den Annahmen des Stromertrags, die der Berechnung des Höchstwertes nach Absatz 1 zugrunde liegen, abweicht. Insbesondere wissenschaftliche Gutachten, die der Fachplanung im Flächenentwicklungsplan nach §§ 4 ff. zugrunde liegen, können dafür herangezogen werden.

Der neue **§ 54** regelt in Absatz 1, dass das Zuschlagsverfahren der BNetzA für die Ausschreibung von zentral voruntersuchten Flächen zweistufig nach den Regelungen für die Ausschreibung von nicht zentral voruntersuchten Flächen (§§ 20 Absatz 1 und 2, 21, 22a und 23) erfolgt. Zusätzlich finden Bewertungskriterien nach § 54a zu Resilienz und Nachhaltigkeit, womit den Vorgaben aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe b, Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) Rechnung getragen wird, Anwendung. Weiter wird geregelt, dass das Zuschlagsverfahren nach § 22a mit der Maßgabe Anwendung findet, dass das Startgebot der Höchstwert nach § 53 ist.

In **Absatz 2** wird geregelt, dass Zuschläge unter dem Vorbehalt des Widerrufs nach § 82 Absatz 3 und unter der auflösenden Bedingung der nicht fristgemäßen Hinterlegung der Sicherheit nach § 52 Absatz 2 Satz 2 und, soweit anwendbar, nach § 54b Absatz 2 erteilt werden. Ein Gebot, das die Anforderungen nach § 51 nicht erfüllt, wird entsprechend § 33 EEG vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen. Satz 3 regelt für den Fall, dass der bezuschlagte Bieter ein oder zwei Bewertungskriterien abgegeben hat, im Zuschlag nicht der Zuschlagswert, sondern der mit dem Multiplikationsfaktor nach § 54a Absatz 4 oder 5 multiplizierte Wert festgelegt wird.

Der neue **§ 54a** regelt die Anwendung von Bewertungskriterien in den dynamischen Gebotsverfahren und dient damit der Durchführung der Vorgaben aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe b, Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) sowie aus Artikel 7 und 9 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 zu Resilienz (ergänzend zu § 51a) und Nachhaltigkeit. Die Kriterien hinsichtlich Resilienz, soweit es das wichtigste spezifische Bauteil der Dauermagneten für Windturbinen betrifft, und Nachhaltigkeit werden als Bewertungskriterien ausgestaltet.

Absatz 1 verweist darauf, dass Bieter in ihren Projektbeschreibungen nach § 51 Absatz 3 Erklärungen zur Einhaltung von Bewertungskriterien nach Absatz 2 (Resilienz) und Absatz 3 (Nachhaltigkeit) für den Fall eines dynamischen Gebotsverfahrens auf der ersten oder zweiten Stufe oder beide Verfahren abgeben können, was dazu führt, dass der Zuschlagswert (erste Stufe) oder der anzulegende Wert (zweite Stufe) mit einem Multiplikationsfaktor nach Absatz 3 oder 4 multipliziert wird. Die Multiplikationsfaktoren führen zu einem für die Bieter günstigeren Ergebnis – in Stufe 1 wird der Zahlungsbetrag entsprechend verringert, in Stufe 2 erhöht sich der Betrag der CfD Förderung entsprechend.

Absatz 2 dient der Durchführung der Vorgaben aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe b, Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/1735 sowie aus Artikel 7 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 zu Resilienz, soweit es das wichtigste spezifische Bauteil der Dauermagneten für Windturbinen betrifft, als Bewertungskriterium. Der Mechanismus zur Feststellung der Abhängigkeit bei Dauermagneten für Windturbinen ist identisch mit jenem in § 51a Absatz 3: Bei einer festgestellten Abhängigkeit bei Dauermagneten für Windturbinen aus einem Drittstaat von mindestens 50 Prozent dürfen (zur Erfüllung des Kriteriums) maximal 50 Prozent der verbauten Dauermagneten für Windturbinen aus diesem Drittstaat stammen. Soweit eine Abhängigkeit von mindestens 85 Prozent besteht, dürfen maximal 85 Prozent der verbauten Dauermagneten für Windturbinen aus diesem Drittstaat stammen. Soweit der Bieter sich in seiner Projektbeschreibung zur Einhaltung dieses Kriteriums im Fall eines Zuschlags verpflichtet, erhält er (je nachdem für welche Stufe er die Erklärung abgegeben hat) einen Multiplikationsfaktor nach Absatz 3 und/oder Absatz 4.

Absatz 3 enthält eine Verordnungsermächtigung, die der Anpassung an die Vorgaben aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe b, Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) sowie aus Artikel 8 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 zu ökologischer Nachhaltigkeit in Form des Kohlenstoffdioxidfußabdrucks als Bewertungskriterium dient. Dies dient dem industriepolitischen Ziel, im Rahmen des Gebotsverfahrens für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See den Kohlenstoffdioxidfußabdruck als qualitatives Kriterium zu verankern. Die Europäische Kommission am 22. Juli 2026 weitere Konkretisierungen, insbesondere zur Ausgestaltung des Nachhaltigkeitskriteriums und der objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Methoden zur Bestimmung des Kohlenstoffdioxidfußabdruck nach Artikel 8 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 veröffentlicht, welche im Rahmen der zu erlassenden Rechtsverordnung zu berücksichtigen sind.
Zudem regelt Absatz 3 die Berechnung des Multiplikationsfaktors für das dynamische Gebotsverfahren der ersten Stufe (marktliche Realisierung). Soweit ein Bieter sich verpflichtet, eines der beiden Kriterien nach Absatz 2 oder Absatz 3 zu erfüllen, erhält er einen Multiplikationsfaktor von 0,925. Verpflichtet er sich zur Einhaltung beider Kriterien, beträgt der Faktor 0,85. Bieter, die sich nicht zur Einhaltung eines oder beider Kriterien verpflichtet haben, erhalten den Faktor 1,0. Durch die vorgenannten Multiplikationsfaktoren erhält jedes Kriterium eine Gewichtung von 7,5 Prozent, zusammen eine Gewichtung von 15 Prozent. Dies entspricht der Vorgabe aus Artikel 26 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA), wonach Bewertungskriterien einzeln eine Mindestgewichtung in Höhe von 5 Prozent und eine kombinierte Gewichtung zwischen 15 Prozent und 30 Prozent haben sollen.

Absatz 4 regelt die Berechnung des Multiplikationsfaktors für das dynamische Gebotsverfahren der zweiten Stufe (Absicherungsinstrument). Soweit ein Bieter sich verpflichtet, eines der beiden Kriterien nach Absatz 2 oder Absatz 3 zu erfüllen, erhält er einen Multiplikationsfaktor von 1,075. Verpflichtet er sich zur Einhaltung beider Kriterien, beträgt der Faktor 1,15. Bieter, die sich nicht zur Einhaltung eines oder beider Kriterien verpflichtet haben, erhalten den Faktor 1,0. Durch die vorgenannten Multiplikationsfaktoren erhält jedes Kriterium eine Gewichtung von 7,5 Prozent, zusammen eine Gewichtung von 15 Prozent. Dies entspricht der Vorgabe aus Artikel 26 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2024/1735, wonach Bewertungskriterien einzeln eine Mindestgewichtung in Höhe von 5 Prozent und eine kombinierte Gewichtung zwischen 15 Prozent und 30 Prozent haben sollen.

Der neue **§ 54b** regelt in **Absatz 1** die Zahlungsverpflichtung des bezuschlagten Bieters, soweit der Zuschlag auf der ersten Stufe des dynamischen Gebotsverfahrens erfolgt. Anders als bei der Ausschreibung nicht zentral voruntersuchter Flächen ergibt sich der zu zahlende Gesamtbetrag, indem der Zuschlagspreis des bezuschlagten Gebots mit dem Ausschreibungsvolumen der ausgeschriebenen Fläche nach § 50 Satz 2 Nummer 2 und mit dem Multiplikationsfaktor nach § 54a Absatz 1 multipliziert wird.

Absatz 2 verpflichtet bezuschlagte Bieter für die Meeresnaturschutzkomponente und die Fischereikomponente innerhalb von drei Monaten nach Erteilung des Zuschlags eine Sicherheit zugunsten der Bundesrepublik Deutschland bei der BNetzA zu hinterlegen. Dies dient der Absicherung des Zahlungsanspruchs zu einem Zeitpunkt, zu dem die Bieter-Projektgesellschaft noch über keine Strommarkteinnahmen verfügt. Die Sicherheit ist in entsprechender Anwendung des § 31 Absatz 3 Nummer 1 des EEG zu bestellen, wenn nicht die Bundesnetzagentur spätestens mit Bekanntgabe der Ausschreibung andere Anforderungen bestimmt. Die hinterlegte Sicherheit ist nach erfolgter Zahlung unverzüglich durch die BNetzA freizugeben.

Der neue **§ 54c** regelt die Höhe des anzulegenden Wertes für die Marktprämie nach § 19 EEG und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d EEG, soweit der Zuschlag auf der zweiten Stufe des dynamischen Gebotsverfahrens erfolgt. Anders als bei der Ausschreibung nicht zentral voruntersuchter Flächen ergibt sich der anzulegende Wert nach Absatz 1, indem der Gebotswert des bezuschlagten Gebots mit dem Multiplikationsfaktor nach § 54a Absatz 3 multipliziert wird.

Absatz 2 regelt die Einschränkung, dass der anzulegende Wert nach Absatz 1 den im Zuschlagsverfahren angewendeten Höchstwert nach § 53 nicht übersteigen darf. Soweit der anzulegende Wert nach der Berechnung nach Absatz 1 den Höchstwert nach § 53 übersteigt, beträgt der anzulegende Wert den Höchstwert nach § 53.

Zu Nummer 25

Der neue **§ 55 Absatz 1 Nummer 2** setzt die Einführung des Absicherungsinstruments eines CfD bei einem Zuschlag auf der zweiten Stufe um. Daher hat der bezuschlagte Bieter in diesem Fall Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 EEG für Strom aus Windenergieanlagen auf See im Umfang der zu installierenden Leistung auf der jeweiligen Fläche, solange und soweit die weiteren Voraussetzungen für den Anspruch nach § 19 EEG erfüllt sind (Förderungskomponente), und ist zudem zur Zahlung eines Refinanzierungsbeitrags im Rahmen der Marktprämie nach § 21d EEG verpflichtet (Abschöpfungskomponente). Der Verweis auf § 21e EEG stellt klar, dass der bezuschlagte Bieter die Möglichkeit des Ausstiegs aus der Förderung und Abschöpfung nach den Voraussetzungen des § 21e EEG hat.

Der neue **§ 55 Absatz 1 Nummer 3** bewirkt, dass der Umfang der Netzanbindungskapazität nicht mehr mit dem Umfang der Gebotsmenge und damit der zu installierenden Leistung übereinstimmen muss. Dies verschafft Flexibilität für die Optimierung eines Überbauungsgrades, d.h. des Verhältnisses von zu installierender Leistung und Netzanbindungskapazität. Der Überbauungsgrad bzw. eine Überbauung der Offshore-Anbindungsleitung im Allgemeinen soll zu einer höheren Auslastung der Netzanbindungssysteme mit sinkenden spezifischen Netzanbindungskosten führen. Der FEP konkretisiert Einzelheiten zur Überbauung.

Der **bisherige § 55 Absatz 2** wird infolge des Austausches der qualitativen Kriterien gestrichen. Die neu eingeführten Zugangs- und Bewertungskriterien werden erst zu einem späteren Zeitpunkt nachgewiesen. Nachweis und Sanktionierung erfolgen nach dem neuen § 83a, sodass dieser Absatz nicht mehr erforderlich ist. Durch die Streichung des bisherigen § 55 Absatz 2 ändert sich die Nummerierung der weiteren Absätze.

Die Änderung im **neuen § 55 Absatz 2** ist der Änderung des Ausschreibungsdesigns (Einführung eines Absicherungsinstrument) geschuldet.

Zu Nummer 26

Die Änderung in **§ 57** ist eine Folgeänderung aufgrund der Änderung des Ausschreibungsdesigns auf den zentral voruntersuchten Flächen.

Zu Nummer 27

Die Änderung in **§ 58** ist eine Folgeänderung aufgrund der Änderung des Ausschreibungsdesigns auf den zentral voruntersuchten Flächen.

Zu Nummer 28

Die Änderung in **§ 59** ist eine Folgeänderung aufgrund der Änderung des Ausschreibungsdesigns auf den zentral voruntersuchten Flächen.

Zu Nummer 29 und Nummer 30

Die Änderung in **§ 60** und die Streichung der **§§ 61-64** erfolgt infolge dessen, dass das Eintrittsrecht für bestehende Projekte zukünftig keinen Anwendungsbereich mehr hat. Mit der neuen Übergangsregelung in § 60 wird sichergestellt, dass die Rechtsfolgen des Eintritts nach § 64 der bisherigen Fassung weitergelten.

Zu Nummer 31

Die Ergänzung in **§ 66 Absatz 3 Satz 2** erfolgt redaktionell bzw. deklaratorisch. Hierdurch wird klargestellt, dass die Entbürokratisierungsvorgaben des Infrastrukturzukunftsgesetzes auch für die Auslegung nach dem WindSeeG gelten.

Zu Nummer 32

Die Änderungen in **§ 67** sind Folgeänderungen aufgrund des Wegfalls der §§ 27 ff. sowie der Änderungen in den §§ 20 ff.

Zu Nummer 33

Die Änderung in **§ 68 Absatz 1** ist eine redaktionelle Änderung. Sie dient der Angleichung auf die neue Fassung des Verwaltungsverfahrensgesetzes (VwVfG) nach dem Infrastrukturzukunftsgesetz. Dabei wird § 72a Absatz 1 Sätze 1 bis 3, Absätze 2 bis 4 VwVfG ausdrücklich in Bezug genommen. Das bedeutet, dass zusätzlich die Vorgaben nach § 72a VwVfG gelten; das BSH kann also insbesondere auch weitere Vorgaben nach § 72a Absatz 3 VwVfG treffen.

Die Änderungen in **§ 68 Absatz 3** sind redaktionelle Änderungen. Diese sind durch die Änderung des VwVfG durch das Infrastrukturzukunftsgesetz erforderlich geworden. Der bisherige Satz 4 wird gestrichen, da er mit der Änderung des VwVfG durch das Infrastrukturzukunftsgesetz obsolet geworden ist. Aus dem neuen § 73a Absatz 1, Absatz 2 Satz 1 VwVfG folgt bereits, dass Behörden ihre Stellungnahmen elektronisch übermitteln müssen.

Zu Nummer 34

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

§ 69 Absatz 3 Satz 2 wird so angepasst, dass bei der für den Planfeststellungsbeschluss und die Plangenehmigung erforderlichen Interessensabwägung des § 69 Absatz 3 WindSeeG durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie auch das überragende öffentliche Interesse an den internationalen Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 60 EnWG und deren Bedeutung für die öffentliche Sicherheit zu berücksichtigen sind.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderungen in **§ 69 Absatz 3 Satz 3** sind zum einen Folgeänderungen aufgrund des Wegfalls der §§ 27 ff. und der Änderungen in den §§ 20 ff.

Darüber hinaus stehen die Änderungen im Zusammenhang mit sonstigen Energiegewinnungsanlagen:

Die Ersetzung des Punktes am Satzende von **§ 69 Absatz 3 Satz 3 Nummer 2** durch das Wort „oder“ dient dem Zweck, die in § 69 Absatz 3 Satz 3 enthaltene Aufzählung im neu einzufügenden § 69 Absatz 3 Satz 3 Nummer 3 fortzusetzen.

Durch die Einführung von **§ 69 Absatz 3 Satz 3 Nummer 3** wird die bereits bestehende Möglichkeit der Zulassung von sonstigen Energiegewinnungsanlagen innerhalb von Flächen in zweierlei Hinsicht konkretisiert. Erstens ist die Zulassung auf sog. Pilotenergiegewinnungsanlagen auf See beschränkt, welche im ebenfalls neu eingeführten § 3 Nummer 8a legaldefiniert sind. Zweitens wird die auf die sonstigen Energiegewinnungsanlagen entfallende Erzeugungskapazität durch Einführung einer De-minimis-Regelung definiert, um dem volkswirtschaftlichen Interesse an einer effektiven Nutzung der Netzanbindungen Rechnung zu tragen. Bei der Entscheidung über die Zulassung sind insbesondere das energiewirtschaftliche Interesse, das volkswirtschaftlichen Interesse an einer effektiven Nutzung der Netzanbindungen und die Schließung von Kenntnislücken zu berücksichtigen. Eine generelle Öffnung von Flächen für die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse erfolgt damit bewusst nicht, da eine umfängliche Berücksichtigung der Offshore-Elektrolyse in der weiteren Flächenplanung vor dem Hintergrund der derzeit noch nicht gegebenen technologischen Reife und offenen Fragen bzgl. der Wirtschaftlichkeit und der tatsächlich zu erreichenden Systemvorteile auch nach Ergebnissen der Öffentlichkeitsbeteiligung verfrüht wäre. Die Erprobung der Offshore-Sektorkopplung via Elektrolyse im industriellen Maßstab unter Realbedingungen soll jedoch in einem begrenzten Rahmen ermöglicht werden und dabei auch die Nutzung bereits bestehender Infrastruktur von Offshore-Windparks möglich sein. Die begrenzte Ermöglichung netzangebundener Offshore-Wasserstofferzeugung entspricht den Eingaben der Windenergie auf See Branche, die das BMWE im Rahmen einer im Jahr 2025 durchgeführten Marktkonsultation abgefragt hat und die mehrheitlich für einen schrittweisen Ausbau der Offshore-Elektrolyse plädiert hat.

Die Schwellenwerte wurden so festgelegt, dass sie ausreichend sind, um einerseits eine Erprobung von neuartigen Technologien zu ermöglichen und andererseits unverhältnismäßig große Einbußen bei der Stromeinspeisung und damit bei der effizienten Nutzung und Auslastung der Netzanbindungen zu vermeiden. Im Einzelnen: Aktuell in Betrieb befindliche Flächen haben häufig eine zugewiesene Netzanbindungskapazität im Bereich von 300 MW bis 400 MW. Eine Begrenzung der installierten Leistung sonstiger Energiegewinnungsanlagen von 2,5% entspricht in diesen Fällen einer Leistung von 7,5 MW bis 10 MW. Der Einsatz von Elektrolyseuren auf See in dieser Leistungsklasse ist bislang nicht erfolgt, wäre jedoch im Rahmen eines Pilotvorhabens denkbar. Auch die Begrenzung der Speicherkapazität folgt der Maßgabe, die bestehenden Netzanbindungen nach wie vor effizient zu nutzen und auszulasten. Gleichzeitig ist im Fall der Speicherung von Strom sichergestellt, dass der eingespeicherte Strom zu einem späteren Zeitpunkt über die Netzanbindung abgeführt und diese damit nach wie vor genutzt wird. Der Bezug auf eine in 15 Minuten maximal einspeisbaren Strommenge ist ein einfach zu ermittelnder Wert, der zudem dynamisch an die Größe einer Fläche angepasst werden kann. Bei aktuell auftretenden Flächen mit 300 MW bis 400 MW würde etwa eine maximale Speicherkapazität von 75 MWh bis 100 MWh resultieren. Angesichts der dynamischen Entwicklung von Speichertechnologien könnte hier perspektivisch ein großes Potenzial für die effizientere Nutzung von Netzanbindungssysteme entstehen.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in **§ 69 Absatz 5** ist eine redaktionelle Änderung. Sie passt den Verweis auf die Änderung des VwVfG nach dem Infrastrukturzukunftsgesetz an.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in **§ 69 Absatz 6** aktualisiert einen Verweis auf das geänderte VwVfG.

Zu Buchstabe d

Die Änderung von **§ 69 Absatz 7 Satz 1** dient der Herstellung einer terminologischen Kohärenz des Gesetzes, indem der Begriff der „sonstigen Energiegewinnungsanlage“ aus § 3 Nummer 8 verwendet wird. Bei der bisherigen Verwendung des Begriffs „Anlage zur sonstigen Energiegewinnung“ handelt es sich um ein Redaktionsversehen. Der zusätzliche Verweis auf Elektrolyseure dient der Hervorhebung der Ermöglichung von Offshore Wasserstoff-Elektrolyse.

Bisher wurden die Zulassungen befristet auf 25 Jahre erteilt. Mit der Änderung in **§ 69 Absatz 7** wird diese Befristung für neue Anlagen auf 35 Jahre erhöht. In Ausnahmefällen kann das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie von der Betriebsdauer von 35 Jahren abweichen und vor Bekanntmachung der Ausschreibung der jeweiligen Fläche im Flächenentwicklungsplan eine beabsichtigte kürzere Befristung der Zulassung festlegen. Eine Ausnahme kommt insbesondere in Frage, wenn aufgrund des Einzelfalls das zugehörige Netzanbindungssystem für eine konkrete Fläche eine Betriebsdauer von 35 Jahre nicht ermöglicht oder eine Betriebsdauer von 35 Jahren eine koordinierte Nachnutzung eines Gebiets absehbar erheblich beeinträchtigt. Das kann zum Beispiel der Fall sein, wenn eine von mehreren an ein Offshore-Netzanbindungssystem angeschlossenen Flächen zum vorgesehenen Gebotstermin nicht bezuschlagt wird und der Flächenentwicklungsplan in der Folge eine zeitlich nachlaufende erneute Ausschreibung und einen späteren Zeitpunkt der Inbetriebnahme festgelegt. Deckt die ausgelegte Betriebsdauer des zugehörigen Offshore-Netzanbindungssystems eine Betriebsdauer der Fläche von 35 Jahren ab dem neu festgelegten Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht mehr ab, kann der Flächenentwicklungsplan im Einzelfall eine beabsichtigte Befristung der Zulassung von weniger als 35 Jahren festlegen.

In jedem Fall soll für potenzielle Bieter bereits vor der Bekanntmachung des Gebotstermins Klarheit über die für die Fläche vorgesehene Betriebsdauer bestehen.

Die Erhöhung der regelmäßigen Befristung auf 35 Jahre erlaubt Vorhabenträgern, technisch-wirtschaftlich optimale Investitionen nach dem aktuellen Stand der Technik in neue Anlagen zu tätigen. Die Wirtschaftlichkeit von Projekten wird verbessert. Für Bestandsanlagen hingegen sprechen der spezifische Wartungszustand der Offshore-Netzanbindungen und der Windenergieanlagen auf See sowie planerische Aspekte gegen eine pauschale Anhebung. Für bereits bezuschlagte Projekte erfolgt daher keine pauschale gesetzliche Anhebung der Befristung. Dies wird mit der Übergangsregelung des § 102 Absatz 8 klargestellt. Für diese Bestandsanlagen ist jedoch ein verlängerter Weiterbetrieb um einmalig maximal 10 Jahre (auf dann bis zu insgesamt 35 Jahre) unter bestimmten Voraussetzungen weiterhin möglich (vgl. § 69 Absatz 7 in der bis zum [einfügen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung). Bei den neuen Anlagen, die von Anfang an befristet auf 35 Jahre zugelassen werden, wird die mögliche nachträgliche Verlängerungsdauer auf höchstens 5 Jahre herabgesetzt. Dadurch wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die neue Betriebsdauer von 35 Jahren bereits deutlich länger ist. Das BSH hat einen weiten Spielraum, ob und um wie viele Jahre innerhalb des Höchstverlängerungszeitraums eine Verlängerung möglich ist. Der neue Satz 6 dient dazu, Klarstellungen für das Verfahren der Verlängerung zu treffen. Da das Projekt bereits besteht und daher umfangreiche Informationen vorliegen, soll die Verlängerung im schnelleren Plangenehmigungsverfahren erfolgen und es gilt ein eingeschränkter Prüfmaßstab.

Nach **§ 69 Absatz 7 Satz 9** kann das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie für den Zeitraum der nachträglichen Verlängerung nach Satz 5 neue verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen anordnen. Das BSH prüft dann im Rahmen seiner Entscheidung über die Verlängerung, ob neue verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen zur Verfügung stehen und ordnet diese gegebenenfalls für den Zeitraum der nachträglichen Verlängerung nach Satz 5 an. Ein längerer Betrieb von Offshore-Windparks dient auch dem Naturschutz, da es hierdurch zu weniger Neu- und Rückbau kommt. Dies berücksichtigt das BSH bei seiner Verhältnismäßigkeitsprüfung. Verhältnismäßig sind nachträgliche Minderungsmaßnahmen demnach insbesondere dann, wenn sie nicht die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs hindern, also etwa nicht zu (technischem wie konstruktivem) Umbaubedarf an den Windenergieanlagen führen.

Zu Buchstabe e

Die Einführung von **§ 69 Absatz 8a** dient dazu, die systematische Erfassung von meteorologischen und ozeanographischen Daten, insbesondere Wassertemperatur, Strömungsrichtung, Strömungsgeschwindigkeit, Salzgehalt, Seegang, Lufttemperatur, Windrichtung, Windgeschwindigkeit, Luftdruck, Niederschlag, Strahlung, Luftfeuchte und Sichtweite sowie Sonardaten und Kartierungen des Meeresgrundes, welche Dritte, wie z.B. Betreiber von Offshore-Windparks oder von Konvertern, ohnehin für eigene Zwecke erheben, zentral beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu regeln und für das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und den Deutschen Wetterdienst für verschiedene gesetzliche Aufgaben verwertbar zu machen. Insbesondere werden die Aufgaben des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie gemäß § 1 Nummer 7 (Vorsorge für den in Seenotfällen erforderlichen Such- und Rettungsdienst), Nummer 9 (Gezeiten-, Wasserstands- und Sturmflutwarndienst) und Nummer 11 (meereskundliche Untersuchungen) i.V.m. § 5 Absatz 2a Seeaufgabengesetz unterstützt. Außerdem sind die bedeutsamen Aufgaben des Deutschen Wetterdienstes der Erbringung meteorologischer und klimatologischer Dienstleistungen für die Allgemeinheit sowie die Erstellung, die Herausgabe und die Verbreitung amtlicher Warnungen über Wettererscheinungen gemäß § 4 Absatz 1 DWD-Gesetz zu nennen.

Diese Regelung unterstützt damit nicht nur die Sicherstellung der staatlichen Grundversorgung an Meeresumweltdaten für die deutsche Nord- und Ostsee, sondern bezieht sich auch auf Daten, die von besonderer Relevanz für den Bevölkerungsschutz sind, wie der Gezeiten-, Wasserstands- und Sturmflutwarndienst des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie. Bei diesem handelt es sich außerdem um eine kritische Dienstleistung gemäß § 3 Absatz 2 Nummer 5 Dachgesetz zur Stärkung der physischen Resilienz kritischer Anlagen (KRITIS-Dachgesetz). Den meteorologischen und ozeanographischen Daten kommt des Weiteren angesichts der veränderten sicherheitspolitischen Lage eine besondere Bedeutung für die Gewährleistung der Landes- und Bündnisverteidigung durch die Bundeswehr (u.a. Übungs- und Einsatzplanung der Marine, Erstellung maritimes Lagebild) zu. Deshalb sind die Daten auf Anfrage der Bundeswehr zur Verfügung zu stellen. Da geheimhaltungsbedürftige Informationen in den Daten nicht ausgeschlossen werden können, ist eine Entscheidung über die Datenveröffentlichung im Einvernehmen zu treffen.

Mit Blick auf den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie sind die erhobenen Daten gesamtwirtschaftlich wertvoll, da sie nicht ausschließlich den jeweiligen Datenerhebenden für deren Zwecke zugutekommen. Sie sind gleichzeitig grundsätzlich dazu geeignet, beim weiteren Ausbau kosten- und aufwandsparend zu wirken, indem beispielsweise im Fall von § 82 Absatz 3 (Widerruf eines Zuschlags) diese Daten zukünftigen neuen Trägerinnen der Vorhaben zur Verfügung gestellt werden können.

Es handelt sich um Daten, die von dem jeweiligen Träger des Vorhabens regelmäßig ohnehin erhoben werden. Daher entsteht für die Wirtschaft kein Mehraufwand.

Die Daten sollen im Deutschen Ozeanographischen Datenzentrum des BSH und vom DWD in einer Datenbank erfasst werden.

Die Regelung dient ausschließlich dazu, ohnehin erhobene Daten für die o.g. Zwecke verfügbar zu machen, eine Verpflichtung zur Installation bestimmter Geräte oder zur Einhaltung bestimmter Standards ist damit nicht verbunden.

Zu Nummer 35

Zu Buchstabe a

Die Änderung in **§ 70 Absatz 1** ist eine redaktionelle Änderung in Folge des durch das Infrastrukturzukunftsgesetz geänderten VwVfG. Die Ergänzung um einen weiteren Satz zur Anwendbarkeit des § 68 hat klarstellende Funktion.

Zu Buchstabe b

Die Streichung in **§ 70 Absatz 2 Satz 1** ist eine redaktionelle Änderung und beruht darauf, dass es nach der Änderung des UVPG durch das Infrastrukturzukunftsgesetz keinen § 21 Absatz 3 UVPG mehr gibt.

Die Streichung von **§ 70 Absatz 2 Satz 2** beruht auf mehreren Gründen. Zum einen ist bei Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 66 Absatz 1 Satz 2 die Plangenehmigung der gesetzliche Regelfall. Zum anderen ist ein Erörterungstermin nach § 73b VwVfG in der Fassung des Infrastrukturzukunftsgesetzes ohnehin optional („kann“).

Zu Nummer 36

Die Änderung in § 72a soll Projektierer anreizen, innovative, schallarme Gründungsmethoden zu verwenden, die die etablierten Schallschutzgrenzwerte zum Schutz von Meeressäugern bereits ohne Blasenschleier einhalten. Wenn sich durch die Pilotwindenergieanlagen ein neuer Standard als Stand der Technik für Gründungstechnologien etabliert hat, wird dieser anstelle des Blasenschleiers vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie angeordnet.

Zu Nummer 37

Die Änderung in § 77 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 dient der Aufnahme der Cyber- und Datensicherheitsanforderung nach § 15a und stellt sicher, dass sich die Pflicht zur Einhaltung dieser Anforderungen auch auf den Betriebszeitraum einer Windenergieanlage auf See erstreckt. Die Änderungen in Nummer 3 und 5 sind Folgeänderungen der Einfügung der neuen Nummer 4.

Zu Nummer 38

Die Änderung in **§ 79 Absatz 5** regelt einen besonders schweren Fall der Unzuverlässigkeit, die Abgabe von unrichtigen oder unvollständigen Eigenklärungen des Bieters oder Betreibers einer Windenenergieanlage auf See. Wegen der hohen Bedeutung der Informations- und Cybersicherheit für Windenergieanlagen auf See ist bei einer Nichteinhaltung der Vorgaben einer Cybersicherheitsanforderung von einer Unzuverlässigkeit des Bieters oder Betreibers auszugehen.

Zu Nummer 39

Die Änderung in **§ 81 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b** ist mit der Änderung des VwVfG durch das Infrastrukturzukunftsgesetz erforderlich geworden. Nunmehr bestimmt sich nach § 68 Absatz 1 WindSeeG, § 72a Absatz 1 Sätze 1 bis 3, Absätze 2 bis 4 VwVfG,

welche Unterlagen für das Planfeststellungsverfahren erforderlich sind. Die weiteren Änderungen in **Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b** sind Folgeänderungen aufgrund der Änderungen in den §§ 20 ff.

Die Änderungen in **Absatz 2 Satz 1 und Satz 2** sind Folgeänderungen aufgrund des Wegfalls der §§ 27 ff.

Zu Nummer 40

Die Änderungen in **§ 82** sind Folgeänderungen aufgrund des Wegfalls der §§ 27 ff.

Zu Nummer 41

Der neue **§ 83a** regelt die Nachweispflichten zur Einhaltung von Kriterien und Sanktionen bei Nichteinhaltung der Kriterien.

Absatz 1 regelt, dass bezuschlagte Bieter nach § 54 (Ausschreibung zentral voruntersuchter Flächen) spätestens zum Zeitpunkt der Realisierungsfrist nach § 81 Absatz 2 Nummer 4 gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen müssen, dass sie das Zugangskriterium nach § 51a (Resilienz) eingehalten haben. Soweit bezuschlagte Bieter Erklärungen zur Einhaltung von Bewertungskriterien abgegeben haben, müssen sie spätestens zu der vorgenannten Realisierungsfrist auch den Nachweis zur Einhaltung der Bewertungskriterien erbringen.

Absatz 2 regelt den Nachweis für das Zugangskriterium der Cyber- und Datensicherheit nach § 15a. Dies erfolgt dadurch, dass der bezuschlagte Bieter nachweist, dass er und die Anbieter von IKT-Produkten und IKT-Dienstleitungen nach § 15a Nummer und IKT-Produkte von unionsfremden Anbietern nach § 15a Nummer 3 unter der Berücksichtigung der einschlägigen europäischen oder internationalen Normen und unter Einhaltung des Standes der Technik zertifiziert sind und über Eigenerklärungen zur Erfüllung der Anforderungen nach § 15a abgibt. Der Bieter und die übrigen Erklärenden müssen vor der Einräumung einer operativen Kontrolle an eine weitere natürliche oder juristische Person oder im Fall einer späteren Beauftragung eines Anbieters von IKT-Produkten und IKT-Dienstleistungen die Vorlage von Nachweisen und Eigenerklärungen anfordern. Diese sogenannten „qualifizierten Eigenerklärungen“ dienen dazu, nachzuweisen, welchem Kreis durch welche Einwirkungsmöglichkeiten (bspw. Hardware-Komponenten oder IT-Dienstleistungen) die Möglichkeit zur operativen Kontrolle nach § 15a Absatz 1 Nummer 4 eingeräumt wird. Spätestens zum Zeitpunkt nach § 81 Absatz 2 Nummer 3 ist durch den Bieter darzulegen, wer eine operative Kontrolle über die Anlage erhält. Auf diese Weise wird der Bieter zu einer Sorgfaltsprüfung hinsichtlich der operativen Kontrolle über die Anlage angehalten Darüber hinaus soll die Überprüfung nach Absatz 3 ermöglichen, die Vollständigkeit der vorgelegten Eigenerklärungen nachzuvollziehen. Wesentliche Änderungen der den Nachweisen zugrundeliegenden Sachverhalte sind der Bundesnetzagentur unverzüglich anzuzeigen. Dies umfasst auch Änderungen der natürlichen oder juristischen Personen mit operativer Kontrolle.

Absatz 3 regelt eine Überprüfungsbefugnis der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Nachweise und Eigenerklärungen nach Absatz 2.

Absatz 4 regelt den Nachweis für das Zugangskriterium der Resilienz nach § 51a. Dies erfolgt dadurch, dass der bezuschlagte Bieter Zollunterlagen gemäß der Verordnung (EU) Nr. 952/2013, soweit verfügbar, und andere einschlägige Unterlagen zum Nachweis des Ursprungs der Windenergieanlagen auf See oder ihrer wichtigsten spezifischen Bauteile, soweit diese nach § 51a nicht oder teilweise nicht aus einem Drittstaat stammen dürfen, vorlegt. Diese Unterlagen können Rechnungen, Produkt-Kennnummern, Seriennummern oder -codes, Typenschilder, Ursprungszeugnisse, Frachtbriefe und andere Transportdokumente, Materiallisten, Lieferantenerklärungen, Lieferscheine, Verträge mit Lieferanten,

Werksprüfbescheinigungen oder Produktionsleitsysteme umfassen. Aus den vorgelegten Unterlagen muss sich ohne Weiteres ergeben, dass das Zugangskriterium eingehalten wurde. Dieser Absatz setzt die Vorgabe aus Artikel 16 Absatz 5 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 um.

Absatz 5 regelt den Nachweis für das Bewertungskriterium der Resilienz von dem wichtigsten spezifischen Bauteil der Dauermagneten für Windturbinen nach § 54a Absatz 2. Dies erfolgt dadurch, dass der bezuschlagte Bieter Zollunterlagen gemäß der Verordnung (EU) Nr. 952/2013, soweit verfügbar, und andere einschlägige Unterlagen zum Nachweis des Ursprungs der Dauermagneten für Windturbinen vorlegt. Diese Unterlagen können Rechnungen, Produkt-Kennnummern, Seriennummern oder -codes, Typenschilder, Ursprungszeugnisse, Frachtbriefe und andere Transportdokumente, Materiallisten, Lieferantenerklärungen, Lieferscheine, Verträge mit Lieferanten, Werksprüfbescheinigungen oder Produktionsleitsysteme umfassen. Aus den vorgelegten Unterlagen muss sich ohne Weiteres ergeben, dass das Bewertungskriterium eingehalten wurde. Dieser Absatz setzt die Vorgabe aus Artikel 16 Absatz 5 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 um.

Absatz 6 enthält eine Verordnungsermächtigung, die der Anpassung an die Vorgaben aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe b, Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) sowie aus Artikel 8 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 zu ökologischer Nachhaltigkeit in Form des Kohlenstoffdioxidfußabdrucks als Bewertungskriterium und der Regelung der Methode und Nachweisführung für das Bewertungskriterium der Nachhaltigkeit in Form des $C0_2$-Fußabdrucks nach § 54a Absatz 3 dient. Die Europäische Kommission am 22. Juli 2026 weitere Konkretisierungen, insbesondere zur Ausgestaltung des Nachhaltigkeitskriteriums und der objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Methoden zur Bestimmung des Kohlenstoffdioxidfußabdrucks nach Artikel 8 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 veröffentlicht, welche im Rahmen der zu erlassenden Rechtsverordnung zu berücksichtigen sind.

Absatz 7 regelt, dass die BNetzA den Zuschlag widerruft, wenn der Nachweis der Zugangskriterien zur Cyber- und Datensicherheit sowie Resilienz nicht fristgerecht nachgewiesen werden. Die BNetzA kann zur Erfüllung dieses Nachweises eine angemessene Nachfrist setzen. In dieser Zeit ist die Inbetriebnahme aller betroffenen Windenergieanlagen auf See auf der betroffenen Fläche nicht zulässig.

Absatz 8 regelt die Rechtsfolgen für den Fall, dass der bezuschlagte Bieter Erklärungen zur Einhaltung der Bewertungskriterien abgegeben hat und die Einhaltung nicht fristgerecht nachweist. Im Ergebnis muss der bezuschlagte Bieter an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten. Die Höhe der Pönale entspricht 10 Prozent der nach § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit je Kriterium, dessen Einhaltung nicht nachgewiesen wurde. Die BNetzA kann zur Erfüllung des Nachweises nach Absatz 1 Nummer 2 eine angemessene Nachfrist setzen. In diesem Fall ist die Pönale nur zu leisten, wenn die Nachfrist nicht eingehalten wurde.

Zu Nummer 42

Die Änderung in **§ 85 Absatz 1** und die Streichung in **§ 85 Absatz 2 Satz 3** sind Folgeänderungen durch den Wegfall der §§ 27 ff. und die Änderungen in den §§ 20 ff.

Die Änderung in **§ 85 Absatz 2 Satz 3** hat klarstellende Funktion. Die in § 85 Absatz 2 Satz 3 in Bezug genommenen §§ 24, 55 enthalten überwiegend Rechte, nicht jedoch Pflichten des Bieters aus dem Zuschlag. Klarstellend wird nun geregelt, dass im Falle einer Übertragung des Zuschlags oder im Falle einer Rechtsnachfolge auch die mit dem Zuschlag einhergehenden Rechtspflichten, etwa in Form von Pönalenzahlungen oder der Pflicht zur Zahlung der Gebotskomponenten, übergehen. Der neue **§ 85 Absatz 2 Satz 4** stellt klar, dass von Satz 3 auch die Nachweispflichten nach § 83a umfasst sind.

Zu Nummer 43

Die Änderungen in **§ 86** sind Folgeänderungen durch den Wegfall der §§ 27 ff. und die Änderungen in den §§ 20 ff.

Zu Nummer 44

Die Änderungen in **§ 87** sind Folgeänderungen durch den Wegfall der §§ 27 ff. und die Änderungen in den §§ 20 ff sowie im § 55.

Zu Nummer 45

Die Ergänzung in **§ 91 Absatz 1** dient dem Zweck, auch für den Fall eines Widerrufs des Zuschlags durch die BNetzA nach § 82 Absatz 3 Satz 1 die Nutzung von Unterlagen durch das BSH zu ermöglichen. Hierdurch wird im Sinne eines kosteneffizienten Ausbaus der Windenergie auf See sichergestellt, dass im Zuge einer Neuausschreibung der Flächen auf bestehende Unterlagen zurückgegriffen werden kann und Planungsvorläufe gegebenenfalls verkürzt werden können.

Zu Nummer 46

Mit der Einfügung von **§ 91a** sollen die im Zulassungsverfahren oder im Vollzugsverfahren erforderlichen Umweltuntersuchungen durch koordinierte Untersuchungen künftig koordinierter, kostensparender und effizienter erfolgen. Dies wird dadurch erreicht, dass künftig grundsätzlich das BSH diese Untersuchungen koordiniert durchführt.

Bislang führen die Vorhabenträger diese Untersuchungen nach den Vorgaben des BSH im jeweiligen Untersuchungsrahmen auf Grundlage des veröffentlichten Standarduntersuchungskonzepts durch. Aufgrund des zunehmenden Ausbaus in der Nord- und Ostsee erweist sich dieser Ansatz als nicht mehr tragfähig. Es drohen unnötige, sich überlappende Mehrfachuntersuchungen verschiedener Vorhabenträger bzw. Betreiber. Zudem können die nur sehr limitiert verfügbaren Untersuchungsressourcen (Schiffe, Flugzeuge, aber auch qualifiziertes Personal) nicht optimal eingesetzt und aufeinander abgestimmt werden. So untersucht zum Beispiel ein Schiff oder Flugzeug aufgrund eines Auftrags eines bestimmten Vorhabenträgers nur partiell eine Fläche, obwohl direkt daneben eine ebenfalls zu untersuchende Fläche liegt, die synergetisch mit untersucht werden könnte, bei der jedoch die Untersuchung einem anderen Vorhabenträger obliegt. Zudem muss im bisherigen System das BSH unter großem Verwaltungsaufwand für jedes einzelne Vorhaben Untersuchungsrahmen festlegen, abstimmen und prüfen.

Diesen Herausforderungen wird mit dem neuen § 91a begegnet. Die aufwendige Koordination der verschiedenen Untersuchungsräume und Schutzgüteruntersuchungen wird fortan zentral vom BSH übernommen; die Vorhabenträger werden davon entlastet. Zudem können Untersuchungen ohne weitere Abstimmung (Clusteruntersuchungskonzept) über mehrere Untersuchungsgebiete unabhängig von deren Zugehörigkeit zu einem Vorhabenträger geführt werden. Dies erlaubt eine zeitlich-räumliche Optimierung und damit eine kosteneffiziente Durchführung der Untersuchungen. Ebenso wird Bürokratie und Verwaltungsaufwand beim BSH eingespart. Dieses erstellt fortan ein Rahmenkonzept anstelle von Untersuchungsrahmen für jedes Einzelvorhaben. Zudem entfällt die bürokratische Abstimmung und Prüfung der Untersuchungsrahmen für jedes Einzelprojekt.

Einzelne Untersuchungen, die eine besonders enge Verzahnung insbesondere mit den Bautätigkeiten oder dem Betrieb erfordern (etwa Messungen während der Fundamenterrichtung, Vogelkollisionsmonitoring), werden dagegen beim Vorhabenträger beziehungsweise Betreiber verbleiben. Das BSH wird ein Rahmenkonzept für die Untersuchungen der nächsten Jahre, aufbauend auf dem Standarduntersuchungskonzept, zeitnah erarbeiten und veröffentlichen.

Die Umweltuntersuchungen sind den Betreibern individuell zurechenbare öffentliche Leistungen, für die Auslagen erhoben werden. Die Auslagen sollen als Vorschuss erhoben und alle zwei bis drei Jahre kostengenau abgerechnet werden.

Zu Nummer 47

Bei der Änderung in § 93 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Erweiterung der Begriffsbestimmung in § 3 Nummer 7 (Pilotwindenergieanlage auf See). Damit wird sichergestellt, dass auch Innovationen bei Gründungstechnologien besonders gefördert werden können.

Zu Nummer 48

Die Änderung in **§ 94** ist eine Folgeänderung durch den Wegfall der §§ 27 ff.

Zu Nummer 49

Die Änderungen in **§ 95** sind Folgeänderungen durch den Wegfall der §§ 27 ff. und die Änderungen in den §§ 20 ff.

Zu Nummer 50

Zu Buchstabe a

Die Änderung in **§ 96 Nummer 2 Buchstabe c** ist eine Folgeänderung durch die Änderungen in den §§ 20 ff.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in **§ 96 Nummer 5** erfolgt vor dem Hintergrund der im Rahmen dieses Referentenentwurfs getroffenen Grundsatzentscheidung zur Öffnung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche für die Netzanbindung.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in **§ 96 Nummer 9** ist eine Folgeänderung in Folge der Einfügung von § 96 Nummer 10.

Zu Buchstabe d

Die neue **§ 96 Nummer 10** enthält eine Verordnungsermächtigung, die der Anpassung an die Vorgaben aus Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe b, Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/1735 („Net-Zero Industry Act“, NZIA) sowie aus Artikel 8 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 zu ökologischer Nachhaltigkeit in Form des Kohlenstoffdioxidfußabdrucks als Bewertungskriterium und der Regelung der Methode und Nachweisführung für das Bewertungskriterium der Nachhaltigkeit in Form des Kohlenstoffdioxid-Fußabdrucks nach § 54a Absatz 3 und § 83a Absatz 6 dient.

Die Europäische Kommission am 22. Juli 2026 weitere Konkretisierungen, insbesondere zur Ausgestaltung des Nachhaltigkeitskriteriums und der objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Methoden zur Bestimmung des Kohlenstoffdioxidfußabdrucks nach Artikel 8 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 veröffentlicht, welche im Rahmen der zu erlassenden Rechtsverordnung zu berücksichtigen sind. Die zu erlassende Rechtsverordnung hat bei Festlegung der Methode zur Bestimmung des Kohlenstoffdioxidfußabdrucks nach Artikel 8 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 mindestens die folgenden Lebenszyklusphasen zu berücksichtigen:

- Förderung, Produktion, Verarbeitung und Transport von Ressourcen,
- Herstellungsprozesse,
- für diese Prozesse verwendete Elektrizität/Energie,
- Transport der Bauteile und des Endprodukts,
- Errichtung, Betrieb und Wartung und
- Stilllegung und Ende der Lebensdauer.

Zu Nummer 51

Die Änderung in **§ 97** ist eine Folgeänderung durch den Wegfall der §§ 27 ff.

Zu Nummer 52

§ 98 Nummer 1 dient der Digitalisierung. Im Zusammenhang mit der fortschreitenden Digitalisierung der Verwaltung soll das eingerichtete Antrags- und Beteiligungsportal für Verkehr und Offshore-Vorhaben verstärkt genutzt werden und als einheitliche Bekanntmachungsplattform dienen. Bereits § 27a Absatz 1 Satz 1 VwVfG sieht vor, dass der Inhalt der Bekanntmachung auch auf einer Internetseite des Verwaltungsträgers einer Behörde zugänglich gemacht werden kann, worunter das Antrags- und Beteiligungsportal für Verkehr und Offshore-Vorhaben fällt. § 98 Nummer 1 WindSeeG ist lex specialis zu dieser allgemeinen Regelung des VwVfG, sodass die Formulierung hier entsprechend nachgezogen und „oder auf der Internetseite seines Verwaltungsträgers“ ergänzt wurde.

Zu Nummer 53

Die Änderungen in **§ 100** dienen der Durchführung von Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe b, Absatz 2 der Verordnung (EU) 2024/1735 sowie aus Artikel 17 der Durchführungsverordnung (EU) 2025/1176 und regeln Sanktionen bei Nichteinhaltung der Nachweispflichten für das Cybersicherheitskriterium nach § 83a Absatz 2 Satz 1 Nummer 2.

Zu Buchstabe a

Die Änderung dient der Einführung einer Ordnungswidrigkeit für den Fall, indem entgegen § 83a Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 ein Nachweis nicht richtig erbracht wird. Neben der Nichterbringung wird auch die unrichtige Erbringung des Nachweises.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen in den bisherigen Absätzen 1 bis 3 sind Folgeänderungen durch das Einfügen des Absatzes vor Absatz 1.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in § 100 Absatz 4 regelt die zuständige Verwaltungsbehörde im Sinne des § 36 Absatz 1 Nummer des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten. In den Fällen nach Absatz 1 ist die Bundesnetzagentur als zuständige Stelle für die Ausschreibung auch als zuständige Verwaltungsbehörde im Sinne des § 36 Absatz 1 Nummer des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten bestimmt. Für die Fälle nach Absatz 2 bleit das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zuständige Stelle.

Zu Nummer 54

Die Übergangsregelung des **§ 102 Absatz 8** stellt klar, dass für in den Jahren 2023 bis 2025 bezuschlagte Projekte keine pauschale gesetzliche Anhebung der Befristung von Plangenehmigungen und Planfeststellungsbeschlüssen erfolgt (vgl. Begründung zu § 69 Absatz 7). Durch die Beschränkung der Übergangsbestimmung auf die Sätze 1 bis 5 wird klargestellt, dass die neuen Sätze 6,7 und 8 – die das Verfahren der Verlängerung klarstellen beziehungsweise konkretisieren – dennoch gelten. Für bereits zuvor bezuschlagte Projekte gilt bereits die Übergangsbestimmung des § 102 Absatz 3 und 4.

Die Einfügung von **§ 102 Absatz 9** stellt eine Übergangsregelung zum neuen § 91a dar. Um einen geordneten Übergang vom bisherigen System zum zentral koordinierten Monitoring zu ermöglichen, soll dieses erst Mitte 2028 beginnen. Dennoch bleibt es möglich, dass auch für den Zeitraum danach vom Vorhabenträger aufgrund eines Untersuchungsrahmens bereits Untersuchungen beauftragt worden sind. Diese sollen zu Ende geführt werden können. Eine Überführung des Vorhabens in das zentrale Monitoring soll mit maximaler Flexibilität auch für nur einzelne Schutzgüter möglich sein. Vorhabenträger und BSH werden dann hierzu geeignete Lösungen finden.

Zu Nummer 55

Zu Buchstabe a

Die Änderung in **§ 105 Absatz 2** dient der Digitalisierung und orientiert sich an § 73b Absatz 4 Satz 2 VwVfG in der Fassung des Infrastrukturzukunftsgesetzes.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in **§ 105 Absatz 3** dient der Aktualisierung auf die Änderung des Verwaltungsverfahrensgesetzes durch das Infrastrukturzukunftsgesetz.

Zu Nummer 56

§ 106 enthält den Beihilfevorbehalt.

Nach **§ 106 Absatz 1** werden sämtliche Regelungen des WindSeeG, deren Regelungsgehalt unmittelbaren Einfluss auf die Gewährung von Zahlungen nach dem WindSeeG an Anlagenbetreiber haben und die damit beihilferechtlich relevant sind, unter einen gesetzlichen Genehmigungsvorbehalt gestellt. Dies ist aufgrund des in Artikel 108 Absatz 3 Satz 3 AEUV normierten Durchführungsverbots zwingend europarechtlich geboten. Der Genehmigungsvorbehalt betrifft sämtliche Regelungen des Teil 3. Diese Regelungen dürfen erst nach Genehmigung durch die EU-Kommission angewendet werden und nur nach Maßgabe dieser Genehmigung.

In **§ 106 Absatz 2** ist geregelt, dass die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission im Bundesanzeiger veröffentlicht wird. Dies dient der Transparenz und Rechtsklarheit, auch weil die Veröffentlichung auf europäischer Ebene durch die Europäische Kommission im hierfür vorgesehenen Verzeichnis der wettbewerbsrechtlichen Fälle in der Regel einige Zeit in Anspruch nehmen kann. Es ist so für die Rechtsanwender einfacher und zeitnah nachvollziehbar, dass und in welchen Umfang die Genehmigung durch die EU-Kommission erfolgt ist. Zeitlich relevant ist unabhängig von der Veröffentlichung im Bundesanzeiger weiterhin der Eingang der Genehmigung bei der Bundesregierung, der ebenfalls im Rahmen der Veröffentlichung bekanntgegeben wird.

Zu Artikel 2 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Zu Nummer 1

Die Streichung von **§ 17d Absatz 1 b** (2 K-Kriterium) ist im Zuge der Optimierung des Ausbaus der Windenergie auf See erforderlich. Eine der vorgesehenen Optimierungsmaßnahmen ist eine entweder temporäre oder dauerhafte Steigerung der Übertragungsleistung der Offshore-Netzanbindungssysteme auf 2,1 bzw. 2,2 GW. Diese Maßnahme erhöht potentiell die Auslastung und damit Effizienz der Netzanbindungssysteme und führt daher zu einer Kostensenkung des Ausbaus der Windenergie auf See.

In beiden Fällen kann das 2 K-Kriterium aufgrund der zusätzlichen Erwärmung der Kabel nicht eingehalten werden.

Durch die Optimierung des Ausbaus der Windenergie auf See werden im Gegenzug bereits Eingriffe in die Natur deutlich minimiert durch Einsparung von Offshore-Netzanbindungssystemen und dadurch Einsparung von zu verlegenden Kabelsträngen. Zudem dient die Streichung des 2K-Kriteriums der Entbürokratisierung und der Entlastung sowohl der Vorhabenträger als auch des BSH, indem dieses Kriterium fortan weder auf Planungs- noch auf Zulassungsebene anzuwenden ist.

Eine vergleichbare Vorgabe in anderen Staaten ist nicht bekannt.

Die Änderungen in **§ 17d Absatz 2, 3 und 5** sind Folgeänderungen durch den Wegfall der §§ 27 ff. und die Änderungen in den §§ 20 ff.

Die Änderung in **Absatz 6** korrigiert einen Verweisfehler.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a und zu Buchstabe b

Die Änderungen in **§ 17e Absatz 2** sind Folgeänderungen durch den Wegfall der §§ 27 ff. und die Änderungen in den §§ 20 ff.

Zu Buchstabe c

Das Einfügen von **§ 17e Absatz 2a** dient der Anpassung der Risikoverteilung zwischen dem Betreiber von Windenergieanlagen auf See einerseits und dem Übertragungsnetzbetreiber andererseits. Die Ausgangslage seit Einführung des zeitlichen Selbstbehalts hat sich verändert. Mittlerweile können die Übertragungsnetzbetreiber auf mehr Erfahrungswerte bei der Errichtung der Offshore-Netzanbindung zurückgreifen, die wirtschaftlichen und technischen Herausforderungen sind nicht mehr vergleichbar mit dem Zeitpunkt der Einführung in der Haftungsregelung.

Zu Artikel 3 (Inkrafttreten)

Artikel 3 regelt das Inkrafttreten.