

Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG

zum

**Gesetz zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der
Windenergie auf See**

RefE WindSeeG 2026

Montag, 17. August 2026

Übersicht

Vorbemerkung.....	3
1. Ausschreibungsvolumen pro Fläche (§ 2a Abs. 2)	4
2. Pilotanlagen und Begriffsbestimmungen (§ 3).....	4
3. Internationale Offshore-Projekte (§ 4)	4
3.1. § 4 Abs. 3	5
4. Flächenentwicklungsplan und Offshore-Rettung (§ 5).....	5
4.1. § 5 Abs. 1.....	5
4.2. § 5 Abs. 2	5
4.3. § 5 Abs. 2a.....	6
5. Cyber- und Datensicherheit (§ 15a).....	6
6. Höchstwerte und Indexierung (§§ 19,53).....	6
6.1. Nicht zentral voruntersuchte Flächen (§ 19).....	6
6.1.1. § 19 Abs. 1	6
6.1.2. § 19 Abs. 2.....	7
6.2. Zentral voruntersuchte Flächen (§ 53).....	7
6.2.1. § 53 Abs. 1.....	7
6.2.2. § 53 Abs. 2.....	8
7. Zuschlagsverfahren (§ 20 Abs. 1).....	8
8. Anschlusslösung für Bestandsprojekte (§ 26)	9
9. Bewertungskriterien (§ 54a)	10
9.1. § 54a Abs. 2.....	10
9.2. § 54a Abs. 3.....	10
9.3. § 54a Abs. 4	10
10. Offshore-Elektrolyse und Speicher (§ 69 Abs.3)	10
10.1. Offshore-Elektrolyse (Pilotanlagen).....	10
10.2. Stromspeicher	11
11. Laufzeiten (§69 Abs.7, §102 Abs.8)	11
11.1. § 69 Abs. 7.....	11
11.2. § 102 Abs. 8	12
12. Schallschutz (§72a Abs.2).....	12
13. Nachweispflichten und Sanktionen (§83a Abs 1).....	13
13.1. § 83a Abs. 1	13
13.2. § 83a Abs. 7.....	13
14. Umweltmonitoring (§91a)	13
14.1. § 91a Abs. 1.....	13
14.2. § 91a Abs. 2	14
15. Wegfall 2K-Kriterium (§17d EnWG)	14
16. Abschließende Anmerkungen.....	14

Vorbemerkung

Die EnBW bedankt sich für die Übermittlung des Entwurfs eines „Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See“ (WindSeeG 2026) sowie für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

EnBW begrüßt grundsätzlich, dass mit dem vorliegenden Gesetzentwurf der regulatorische Rahmen für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie weiterentwickelt wird. Dass der Gesetzgeber diesen Rahmen aktiv gestaltet, ist ein wichtiges Signal an Investoren, Lieferketten und den Industriestandort Deutschland insgesamt. Leider bleibt der Entwurf in zentralen Punkten jedoch hinter dem zurück, was für einen international wettbewerbsfähigen Offshore-Markt erforderlich wäre.

Aus Sicht der EnBW besteht insbesondere beim Auktionsdesign weiterer Anpassungsbedarf. Der Verzicht auf einen indexierten Contract for Difference (CfD), der sich in den maßgeblichen europäischen Offshore-Märkten mittlerweile als Standard etabliert hat, beeinträchtigt die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Marktes, erhöht die Risiken für Investitionen und führt damit ggfs. weiterhin zu ausbleibenden Geboten, in jedem Fall aber vergleichsweise höheren CfD-Preisen. Zugleich werden Chancen verpasst, wettbewerbsfördernde Mechanismen, wie etwa Zuschlagsbegrenzungen, zur Vermeidung einer übermäßigen Konzentration von Flächenzuschlägen einzuführen, was die Zielerreichung zusätzlich gefährden könnte.

Die vorgesehenen Regelungen zur Umsetzung des Net-Zero Industry Act (NZIA) bewertet EnBW grundsätzlich positiv. Auch die Öffnung für weitere Energiegewinnungs- und Energiespeichieranlagen sowie die erweiterten Befugnisse von BSH und Bundesnetzagentur werden als sinnvolle Ansätze angesehen. Ob diese Maßnahmen ihre beabsichtigte Wirkung entfalten, wird jedoch maßgeblich von ihrer konkreten Ausgestaltung und praktischen Umsetzung abhängen.

Ergänzend weist EnBW darauf hin, dass nicht allein die installierte Leistung der entscheidende Erfolgsmaßstab für den Ausbau der Offshore-Windenergie sein sollte, sondern die kosteneffiziente Bereitstellung erneuerbarer Energie. Eine Weiterentwicklung des Kapazitätsziels (in GW) zu einem Energiemengenziel (in TWh) könnte dazu beitragen, den Ausbau stärker auf nutzbare Energiemengen, Systemeffizienz und Systemintegration auszurichten.

Vor diesem Hintergrund nimmt EnBW im Folgenden zu einzelnen Regelungen des Entwurfs Stellung, bei denen aus ihrer Sicht konkreter Anpassungsbedarf besteht, um die angestrebten Ziele wirksamer zu erreichen und den deutschen Offshore-Markt langfristig wettbewerbs- und zukunftsfähig aufzustellen.

Die nachfolgenden Anmerkungen konzentrieren sich auf die aus Sicht der EnBW besonders relevanten Aspekte. Zugleich möchten wir anmerken, dass die gewählte Konsultationsfrist der Komplexität und Reichweite der vorgeschlagenen Regelungen nicht gerecht wird. Angesichts der erheblichen Bedeutung des Vorhabens für die Energiewirtschaft hätte eine längere Frist aus unserer Sicht dazu beigetragen, die fachliche Prüfung weiter zu vertiefen und weitere umfangreiche Praxiserfahrungen der betroffenen Unternehmensbereiche in den Gesetzgebungsprozess einzubringen.

1. Ausschreibungsvolumen pro Fläche (§ 2a Abs. 2)

Der § 2a Absatz 2 ist von zentraler Bedeutung für eine effiziente und investitionsfreundliche Ausgestaltung des Offshore Ausbaus. Wir begrüßen grundsätzlich, dass die Optimierung des Ausschreibungsvolumens je Fläche im Rahmen des Flächenentwicklungsplans erfolgt und damit eine bessere Abstimmung mit Netzplanung und Ausbaupfaden ermöglicht wird. Der angestrebte Zweck, die Flächen energetisch optimal zu nutzen und gleichzeitig den Ausbau der Offshore Windenergie zu beschleunigen, wird ausdrücklich unterstützt.

Die im Entwurf angelegte Möglichkeit einer Überbauung von bis zu 20 Prozent ist nach unserer Einschätzung volkswirtschaftlich allerdings nicht sinnvoll. Die vorliegenden Analysen, insbesondere die Studie von Frontier Economics aus dem Jahr 2026, zeigen, dass eine Überbauung maximal bis zu 10 Prozent je nach Fläche sinnvoll sein kann. Eine höhere Überbelegung der Flächen führt zu deutlichen Ineffizienzen und sollte daher im Gesetz auch nicht verankert werden. Dazu zählen höhere Errichtungs- und Betriebskosten, eine steigende technische Komplexität, zusätzliche Anforderungen an die Netzintegration sowie Ertragsminderungen durch gegenseitige Abschattung der Parks. Diese Effekte erhöhen die Finanzierungskosten und Investitionsrisiken und erschweren damit die Realisierung neuer Projekte. In der Folge droht eine Verzögerung des Offshore Ausbaus und eine Schwächung des deutschen Wirtschaftsstandorts. Entsprechend sollte das Ausschreibungsvolumen pro Fläche auf 2.200 MW begrenzt werden.

Zusätzlich spricht die EnBW sich aufgrund der Komplexität der Koordination der Aktivitäten in der Fläche und des Platzbedarfs auf der Plattform dafür aus, die Anzahl der an einen Netzanschluss anzuschließenden Projekte auf zwei zu begrenzen.

2. Pilotanlagen und Begriffsbestimmungen (§ 3)

Nach aktuellem Stand der Technik ist davon auszugehen, dass sonstige Energiegewinnungsanlagen, wie insbesondere Elektrolyseure, Anlagen sein können, die getrennt von Windenergieanlagen auf See errichtet werden und lediglich über eine Elektrische- und Signalschnittstelle verfügen. Sinnvoll wäre hier beispielsweise eher eine einzelne Pilotanlage, die aber über eine größere Leistungsaufnahme verfügt. In industriellem Maßstab sinnvoll scheinen heute mindestens 80 MW bis 240 MW. Die Umsetzbarkeit relevanter Demonstratoren ist aufgrund der Begrenzung in § 69 Abs 3.3 nicht gegeben.

Darüber hinaus begrüßen wir die explizite Aufnahme von schallarmen Gründungsmethoden als Begründung für Pilotwindenergieanlagen.

3. Internationale Offshore-Projekte (§ 4)

EnBW unterstützt grundsätzlich die in § 4 vorgesehene Regelung zur Zuständigkeit für internationale Offshore Anbindungsleitungen und Energiegewinnungsbereiche. Eine stärkere internationale Kooperation beim Offshore Ausbau ist sowohl energiepolitisch als auch industriepolitisch geboten, da sie die Nutzung grenzüberschreitender Synergien ermöglicht, die Resilienz des europäischen Energiesystems und den gemeinsamen europäischen Wirtschaftsraum stärkt. Wir begrüßen daher, dass der Gesetzgeber den regulatorischen Rahmen für eine solche Zusammenarbeit weiterentwickeln will.

Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass internationale Offshore-Anbindungsleitungen und grenzüberschreitende Energiegewinnungsbereiche eine erheblich höhere Komplexität aufweisen als rein nationale Vorhaben. Dies betrifft insbesondere die Koordination unterschiedlicher nationaler Rechtsrahmen, die Abstimmung von Genehmigungsverfahren, die Zuordnung von Netzanschlusskapazitäten sowie die Frage, welches Förderregime für die auf diesen Flächen erzeugte Energie gilt. Werden diese Fragen nicht frühzeitig und eindeutig adressiert, entsteht regulatorische Unsicherheit, die sich unmittelbar in höheren Finanzierungskosten und Risikoaufschlägen niederschlägt. Dies kann die Realisierung grenzüberschreitender Projekte erschweren und die Mobilisierung privaten Kapitals für Entwickler beeinträchtigen.

Darüber hinaus regen wir an, perspektivisch auch die Frage der Erlösallokation und der Kostenverteilung zwischen den beteiligten Staaten transparent zu regeln. Für Investoren ist es von zentraler Bedeutung zu verstehen, welchem Marktgebiet die erzeugte Energie zugeordnet wird und wie sich die Erlösströme bei Hybridprojekten mit mehrfacher Marktanbindung gestalten. Eine frühzeitige Klarstellung dieser Fragen im regulatorischen Rahmen schafft die Voraussetzungen für eine zügige Projektentwicklung.

3.1. § 4 Abs. 3

§ 4 Abs. 3 WindSeeG sollte klarstellen, dass Windenergieanlagen auf See in sonstigen Energiegewinnungsbereichen, soweit sie an das Netz angeschlossen sind, vollständig auf die Ausbauziele nach § 1 Abs. 2 WindSeeG angerechnet werden.

Zudem sollte sichergestellt werden, dass die Erkenntnisse aus SEN-1 systematisch bewertet und bei der weiteren Flächen- und Netzanbindungsplanung, insbesondere in den Zonen 4 und 5, berücksichtigt werden.

4. Flächenentwicklungsplan und Offshore-Rettung (§ 5)

4.1. § 5 Abs. 1

Der Flächenentwicklungsplan und die übergeordnete Netzplanung müssen hinreichenden Spielraum erhalten, um hybride Konzepte dort vorzusehen, wo sie tatsächlich systemdienlich sind.

4.2. § 5 Abs. 2

Grundsätzlich begrüßt EnBW den vorgesehenen Verweis auf Standards. Allerdings ist sicherzustellen, dass die herangezogenen Standards in der Praxis verhältnismäßig, praktikabel und für alle betroffenen Akteure umsetzbar ausgestaltet sind.

Letzteres gilt z.B. für den Bereich der Offshore-Rettung. Hierzu verweisen wir auf die kürzlich von den Betreibern eingereichte Stellungnahme zum Entwurf des „Gemeinsamen Standards Offshore-Rettung“ (Stand: April 2026; Konsultationsbeitrag vom 23. Juli 2026). Die darin aufgezeigten Hinweise sollten im weiteren Verfahren angemessen berücksichtigt werden, um einen einheitlichen und zugleich praxistauglichen Rahmen für die Sicherheit der Beschäftigten im Offshore-Bereich zu gewährleisten.

4.3. § 5 Abs. 2a

Die Änderung des § 5 Abs. 2a WindSeeG-E begrüßen wir grundsätzlich, da sie dem Flächenentwicklungsplan zusätzliche Flexibilität für Sektorenkopplungsprojekte einräumt und damit eine regulatorische Einschränkung beseitigt. Die Regelung erweitert damit die planerischen Möglichkeiten des BSH, schafft aber weder Stromnetzanschluss noch wirtschaftliche Anreize für SEN-1 oder für SEN-Bereiche darüber hinaus. Diese Änderung allein reicht nicht aus, um einen kommerziellen Hochlauf der Offshore-Sektorenkopplung wirksam zu unterstützen. Deshalb empfehlen wir, möglichst bis zum 31. Dezember 2028 Ausschreibungen für eine Erzeugungskapazität von mindestens 250 MW vorzusehen. Dabei sind für mindestens 100 MW Netzanbindungskapazitäten auf Offshore-Anbindungsleitungen zuzuteilen.

5. Cyber- und Datensicherheit (§ 15a)

EnBW begrüßt die Einführung eines Präqualifikationskriteriums zur Cyber- und Datensicherheit. Der Schutz von Offshore-Windparks als kritische Infrastruktur ist angesichts der veränderten geopolitischen Lage von hoher Bedeutung. Die Anbindung an die bestehenden Pflichten der NIS-2-Umsetzung (§§ 5c bis 5e EnWG) sowie an etablierte internationale Zertifizierungsstandards (DIN ISO 27001, IEC 62443-2) entspricht unserer Forderung, Präqualifikationskriterien eng an europaweit geltende Anforderungen und die dort verwendete Terminologie anzubinden. Entscheidend ist, dass sämtliche Anforderungen des § 15a bereits vor der Gebotsabgabe vollständig bekannt und kalkulierbar sind. Dies ist im vorliegenden Entwurf grundsätzlich gegeben. Es muss sichergestellt werden, dass spätere Konkretisierungen durch untergesetzliche Regelungen oder behördliche Auslegungen nicht zu nachträglichen Kostensteigerungen führen, die bei Gebotsabgabe nicht vorhersehbar waren und die somit Wirtschaftlichkeit oder Realisierbarkeit eines Projekts gefährden.

6. Höchstwerte und Indexierung (§§ 19,53)

6.1. Nicht zentral voruntersuchte Flächen (§ 19)

6.1.1. § 19 Abs. 1

Der derzeit vorgesehene Höchstwert von 9,487 Cent pro Kilowattstunde im Kontext eines zweiseitigen CfD ist ohne sachgerechte Indexierung nicht ausreichend bemessen, um die tatsächlichen Projektrisiken und Kostenentwicklungen über die gesamte Vertragslaufzeit abzubilden.

Die vorliegenden Analysen, v.a. die im Auftrag der EnBW von Frontier Economics erstellte Studie („Contracts-for-Difference (Cfd) für Offshore-Wind: Wie gelingt eine wirksame und Investitionsfreundliche Ausgestaltung?“, März 2026) zeigen deutlich, dass die Frage der Indexierung im Kontext eines zweiseitigen CfDs von herausragender Bedeutung ist.

Ohne eine realitätsnahe und offshore-spezifische Indexierung, die insbesondere die Kosten von Inflation, Stahl- und Turbinenentwicklungen angemessen abbildet, besteht das Risiko, dass der Höchstwert im Zeitverlauf real entwertet wird. Die Folge wäre, dass Bieter entweder keine wettbewerbsfähigen Gebote abgeben können oder Projekte verzögert oder im schlimmsten Fall abgebrochen werden. Dies gefährdet nicht nur die Erreichung der Ausbauziele, sondern schwächt auch das Vertrauen von Investoren in den deutschen Offshore Markt.

Die Indexierung ist in europäischen Offshore Märkten, wie Frankreich, Dänemark, Niederlande oder Belgien inzwischen Standard. Geringere Finanzierungskosten durch verlässliche Rahmenbedingungen führen zu niedrigeren Stromgestehungskosten und damit zu wettbewerbsfähigeren Strompreisen.

Eine sachgerechte Indexierung des Höchstwerts ist daher zwingende Voraussetzung dafür, dass der zweiseitige CfD seine beabsichtigte Funktion als Investitionssicherungsinstrument erfüllen kann.

6.1.2. § 19 Abs. 2

EnBW begrüßt grundsätzlich die vorgesehenen Möglichkeiten der Bundesnetzagentur, den Höchstwert anzupassen. Die Berücksichtigung flächenspezifischer Stromerträge sowie allgemeiner Markt- und Kostenentwicklungen ist ein notwendiger Schritt, den wir ausdrücklich unterstützen.

Dies gewinnt vor dem Hintergrund der zunehmenden Verdichtung der Offshore-Nutzung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone weiter an Bedeutung. Mit der Entwicklung zusätzlicher Flächen nehmen Abschattungseffekte zu, sodass der Höchstwert diese physikalischen Gegebenheiten angemessen berücksichtigen muss. Gleichzeitig unterliegen Finanzierungskosten, Rohstoffpreise und Lieferkettenkosten einer erheblichen Dynamik, die ebenfalls berücksichtigt werden muss.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, warum die Abweichungsmöglichkeiten auf 10 Prozent, beziehungsweise in Ausnahmefällen 35 Prozent, begrenzt werden. Es ist nicht auszuschließen, dass einzelne Flächen aufgrund ihrer Lage eine Anpassung von mehr als 35 Prozent erfordern. Auch die Begrenzung der grundsätzlichen Anpassungsmöglichkeit auf 10 Prozent kann angesichts externer Kostenentwicklungen zu restriktiv sein. Wir sprechen uns daher dafür aus, beide Grenzen anzuheben oder als Richtwerte auszugestalten, von denen in begründeten Fällen abgewichen werden kann.

Ein höheres oder flexibleres Limit birgt kein Risiko einer Überförderung, da die wettbewerbliche Vergabe im dynamischen Gebotsverfahren den günstigsten Preis ermittelt. Der Höchstwert definiert lediglich die Obergrenze des Gebotsraums, nicht den tatsächlichen Zuschlagswert. Zu eng gesetzte Obergrenzen können hingegen zu ausbleibenden oder unwirtschaftlichen Geboten und somit zu *Stranded Assets* oder schlimmstenfalls einer Verzögerung des gesamten Offshore Wind Ausbaus führen.

6.2. Zentral voruntersuchte Flächen (§ 53)

6.2.1. § 53 Abs. 1

Die Argumentation der EnBW entspricht hier unseren Ausführungen zu § 19 Absatz 1. Der angestrebte Zweck, Kosteneffizienz und Wettbewerbsfähigkeit der Offshore Windenergie zu fördern, wird von uns ausdrücklich unterstützt.

Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass auch hier der derzeit vorgesehene Höchstwert von 9,6715 Cent pro Kilowattstunde im Kontext eines zweiseitigen CfD ohne Indexierung nicht ausreichend bemessen ist, um die tatsächlichen Projektrisiken und Kostenentwicklungen über die gesamte Vertragslaufzeit abzubilden. Wir weisen nochmals höflich auf unsere vorliegenden Analysen, insbesondere die von Frontier Economics im Auftrag der EnBW erstellte Studie, hin.

Diese zeigen, dass ohne eine realitätsnahe Indexierung das Risiko besteht, dass der Höchstwert im Zeitverlauf real entwertet wird.

Auch wenn die zentrale Voruntersuchung bestimmte Entwicklungsrisiken reduziert, verbleiben erhebliche Kosten und Risikofaktoren bei Beschaffung, Errichtung, Finanzierung und Betrieb, die durch einen indexierten Höchstwert sachgerecht adressiert werden müssen. Es handelt sich bei der Indexierung um das effizienteste Mittel, welches Risiken, die Entwickler nicht selbstständig mittigeren können, abfedert.

Die Indexierung ist in europäischen Offshore Märkten Standard. Ohne eine Einführung wird der deutsche Offshore Markt im Vergleich zu europäischen Nachbarmärkten massiv schlechter gestellt.

6.2.2. § 53 Abs. 2

Die EnBW begrüßt grundsätzlich, dass auch im Rahmen des § 53 Abs. 2 eine Möglichkeit zur Anpassung des Höchstwerts vorgesehen ist. Gleichwohl gelten die in unserer Stellungnahme zu § 19 Abs. 2 dargelegten Bedenken hinsichtlich der Begrenzung der Abweichungsmöglichkeiten hier analog. Auch für die unter § 53 fallenden Flächen ist nicht auszuschließen, dass die vorgesehenen Anpassungsspielräume perspektivisch nicht ausreichen, um den tatsächlichen physikalischen Gegebenheiten sowie der Dynamik externer Kostenfaktoren angemessen Rechnung zu tragen.

Wir sprechen uns daher auch hier dafür aus, die vorgesehenen Limits entweder anzuheben oder als Richtwerte auszugestalten, von denen in begründeten Fällen abgewichen werden kann.

7. Zuschlagsverfahren (§ 20 Abs. 1)

EnBW spricht sich nachdrücklich für die Einführung eines Fördermodells mit zweiseitigen CfD aus, da dieses Instrument die Planungssicherheit für Investoren erhöht, Finanzierungskosten senkt und damit langfristig zu wettbewerbsfähigen Strompreisen für Industrie und Verbraucher beiträgt.

Aus unserer Sicht führt die vorgesehene Vorrangregelung für förderfreie Projekte aber zu strukturellen Fehlanreizen. Wir schlagen stattdessen vor, die Möglichkeit eines anteiligen Carve-Outs bis zur FID vorzusehen (vgl. Frontier Economics: („Contracts-for-Difference (Cfd) für Offshore-Wind: Wie gelingt eine wirksame und Investitionsfreundliche Ausgestaltung?“). Die Bevorzugung förderfreier Gebote gegenüber CfD-basierten Geboten birgt erhebliche Risiken für die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte. Förderfreie Projekte sind vollständig den Schwankungen der Großhandelsmärkte ausgesetzt und verfügen über keine regulatorische Erlösabsicherung. Dies führt dazu, dass solche Projekte in Phasen niedriger Strompreise oder sich stark verändernden Rahmenbedingungen unter erheblichen wirtschaftlichen Druck geraten können. Der zweiseitige CfD hingegen schafft eine Absicherung, welche sowohl den Entwickler vor dauerhaft niedrigen Marktpreisen schützt als auch die Verbraucher an Phasen hoher Marktpreise partizipieren lässt. Dieses Instrument ist international erprobt und ist inzwischen europäischer Standard.

Ein Carve-Out nach Zuschlag und vor FID ermöglicht es Investoren, auf geänderte Rahmenbedingungen zu reagieren und ihren Windpark zumindest in Teilen förderfrei zu realisieren, sofern dies noch nicht zu 100 Prozent möglich ist. Das spart in Summe mehr Kosten als eine binäre „100 Prozent-förderfrei-oder-CfD“-Logik.

Über die Frage der Förderstruktur hinaus fehlt im derzeitigen Entwurf ein wirksamer Mechanismus zur Begrenzung strategischen Bietverhaltens innerhalb des zweistufigen Zuschlagsverfahrens. EnBW spricht sich nachdrücklich für die Einführung einer Zuschlagbegrenzung auf eine Fläche pro Bieter oder ein ähnliches Modell mit gleicher Wirkung aus. Eine solche Regelung ist aus mehreren Gründen von zentraler Bedeutung für die Funktionsfähigkeit des Ausschreibungssystems:

Ohne eine Zuschlagbegrenzung besteht das Risiko, dass einzelne Akteure mehrere Flächen in einer Ausschreibungsrunde auf sich vereinen und damit eine marktbeherrschende Stellung in der Offshore Projektpipeline erlangen. Dies kann dazu führen, dass die Realisierungskapazitäten dieser Akteure überdehnt werden, was Bauverzögerungen und eine Verlangsamung des Ausbaus zur Folge haben kann. Gleichzeitig wird der Markteintritt für weitere qualifizierte Projektentwickler erschwert, was die Wettbewerbsintensität in künftigen Ausschreibungsrunden verringert und mittelfristig zu höheren Zuschlagspreisen führen kann. Eine Konzentration der Zuschläge schwächt zudem die Diversität der Lieferketten, da weniger Auftraggeber weniger Anreize für den Aufbau alternativer Zulieferstrukturen setzen. Ein breiterer Bieterkreis sichert qualifizierte Arbeitsplätze an mehreren Standorten und fördert die regionale Wertschöpfung in den Küsten und Industrieregionen Deutschlands.

Wir schlagen einen Zuschlagsbegrenzungsmechanismus nach dem Vorbild der New York Bight Offshore Auction vor. Dies setzt eine gleichzeitige Auktion aller Flächen voraus. Die Bieter können dabei immer nur auf eine Fläche bieten, aber zwischen den Gebotsrunden ihre präferierte Fläche wechseln. Die Gebotshöhe ändert sich nur, wenn die Fläche von mindestens zwei Bietern präferiert wird. Wenn alle Flächen nur noch einen Bietenden haben, endet die Auktion. Dies führt dazu, dass alle Flächen erfolgreich vergeben werden und gleichzeitig eine hohe Diversität an Entwicklern sichergestellt ist.

8. Anschlusslösung für Bestandsprojekte (§ 26)

Aus Sicht der EnBW ist es dringend geboten, eine geeignete Anschlusslösung für die im bisherigen Ausschreibungssystem bezuschlagten Offshore-Windprojekte zu schaffen. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen haben sich seit den Gebotsabgaben erheblich verändert: Insbesondere gestiegene Investitions- und Kapitalkosten haben die Realisierung der Projekte deutlich erschwert. Diese Entwicklung ließ sich als Strukturbruch (u.a. als Reaktion auf den Ukrainekrieg) nicht im Rahmen der üblichen Projektmodellierung bei Erarbeitung der Angebote früherer Ausschreibungen antizipieren.

Bei mehrjähriger Verzögerung oder schlimmstenfalls dem Wegfall von Projekten, droht in Deutschland eine Realisierungslücke mit unmittelbaren Folgen für Lieferkette, Arbeitsmarkt und inländische Wertschöpfung. Zur Sicherstellung von Ausbauzielen, aber insbesondere auch für die deutsche und europäische Offshore-Windindustrie, ist ein Gegensteuern dringend erforderlich.

9. Bewertungskriterien (§ 54a)

9.1. § 54a Abs. 2

Die Ausgestaltung als Bewertungskriterium wird begrüßt, da sie einen Anreiz zur Diversifizierung kritischer Lieferketten schafft, ohne die Teilnahme an Ausschreibungen von derzeit nur eingeschränkt verfügbaren Lieferketten abhängig zu machen. Die Nachweisführung sollte jedoch praktikabel ausgestaltet werden. Die hierfür erforderlichen Informationen liegen überwiegend bei OEMs und deren Vorlieferanten und sollten entsprechend dort verankert werden. Projektentwickler sollten sich auf belastbare und unabhängig verifizierbare Herstellerangaben stützen können.

9.2. § 54a Abs. 3

Die Bewertung des CO₂-Kriteriums hängt maßgeblich von der noch ausstehenden Rechtsverordnung ab.

9.3. § 54a Abs. 4

Die vorgesehene Gewichtung des Resilienzkriteriums erscheint grundsätzlich anreizkonform. Selbst unter der Annahme höherer Kosten für diversifizierte Dauermagnet-Lieferketten dürfte der Bewertungsbonus von 7,5 % in vielen Fällen einen wirtschaftlichen Vorteil darstellen.

Die Bewertung des CO₂-Kriteriums hängt maßgeblich von der noch ausstehenden Rechtsverordnung zu Berechnungsmethode, Grenzwert und Nachweisführung ab. Sofern die Erfüllung im Wesentlichen auf der Berechnung und Verifizierung des CO₂-Fußabdrucks basiert, ist ein vergleichsweise geringer Umsetzungsaufwand zu erwarten. Ambitionierte Grenzwerte können Mehrkosten auslösen, die den wirtschaftlichen Vorteil des Faktors übersteigen.

Auch das Verhältnis beider Kriterien zueinander ist in Abhängigkeit von der entsprechenden Verordnung zu bewerten.

10. Offshore-Elektrolyse und Speicher (§ 69 Abs.3)

10.1. Offshore-Elektrolyse (Pilotanlagen)

EnBW begrüßt die Möglichkeit, Pilotenergiegewinnungsanlagen auf See innerhalb regulärer Windflächen zuzulassen. Die Regelung schafft erstmals einen klaren Rechtsrahmen für die Erprobung von Offshore-Elektrolyseuren unter realen Betriebsbedingungen und kann dazu beitragen, technische und regulatorische Erkenntnislücken zu schließen.

Die Beschränkung auf Pilotvorhaben mit einer installierten Leistung von maximal 2,5 % der zugewiesenen Netzanbindungskapazität ist aber zu gering, um kommerziell relevante Modulgrößen ab 80 MW zu erproben.

Für einen kommerziellen Hochlauf der Offshore-Elektrolyse fehlen weiterhin wirtschaftliche Anreize und ein eigenständiger regulatorischer Rahmen.

10.2. Stromspeicher

Die ausdrückliche Zulassung von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie innerhalb von Offshore-Windflächen ist zu begrüßen. Stromspeicher können einen Beitrag zur effizienteren Nutzung bestehender Netzanbindungen leisten und zusätzliche Flexibilitätsoptionen für Offshore-Windparks eröffnen. Die Regelung beschränkt sich jedoch auf die grundsätzliche Zulassungsfähigkeit solcher Anlagen und schafft keine wirtschaftlichen Anreize für einen systemdienlichen Einsatz. Ein sinnvoller Ansatz könnte darin bestehen, Speicher als Alternative zu verpflichtender Überbauung anzuerkennen. Dadurch ließe sich eine vergleichbare Auslastung der Netzanbindung bei geringeren Investitionskosten, weniger Curtailment und potenziell niedrigeren Systemkosten erreichen.

Die vorgesehene Begrenzung der Speicherkapazität, auf die in 15 Minuten maximal einspeisbare Strommenge der jeweiligen Fläche, erscheint zudem nicht nachvollziehbar und begrenzt das Potenzial von Speichern für eine kosteneffiziente Systemintegration von Offshore-Windenergie.

11. Laufzeiten (§69 Abs.7, §102 Abs.8)

11.1. § 69 Abs. 7

EnBW begrüßt die Anhebung der Regelbefristung für neue Anlagen von 25 auf 35 Jahre. Sie erlaubt Vorhabenträgern, technisch-wirtschaftlich optimale Investitionen nach dem aktuellen Stand der Technik zu tätigen, und verbessert die Wirtschaftlichkeit der Projekte.

Kritisch bewertet EnBW hingegen die verfahrensrechtliche Ausgestaltung der Verlängerungsentscheidung in den neuen Sätzen 7 und 8. Zwar ist der Prüfmaßstab thematisch auf solche Anforderungen begrenzt, hinsichtlich derer die Verlängerung im Verhältnis zum gegenwärtigen Zustand nachteilige Auswirkungen hervorruft. In Verbindung mit dem neuen § 70 Abs. 1 Satz 4 WindSeeG-E, der die Antrags- und Unterlagenpflichten des § 68 Abs. 1 und 2 in das Plangenehmigungsverfahren überführt, sowie § 70 Abs. 2 (uneingeschränkte Anwendung des UVPG bei UVP-Pflicht) läuft die als „schnelleres Plangenehmigungsverfahren mit eingeschränktem Prüfmaßstab“ angelegte Regelung jedoch leer: Der Nachweis, dass gegenüber dem gegenwärtigen Zustand keine nachteiligen Auswirkungen entstehen, kann nach über zwanzig Jahren Betrieb umfangreiche neue Umweltuntersuchungen erforderlich machen – künftig im gesondert kostenpflichtigen Regime des § 91a. Selbst bei formal reduziertem Prüfungsumfang nähert sich der tatsächliche Ermittlungs- und Kostenaufwand damit einer Planfeststellung an. EnBW regt an, den Prüf- und Unterlagenumfang für Verlängerungsentscheidungen ausdrücklich auf das verlängerungsspezifisch Erforderliche zu begrenzen und § 70 Abs. 1 Satz 4 insoweit einzuschränken, um Bürokratie und nachträgliche Kosten für Bestandsvorhaben zu vermeiden.

Redaktionell weist EnBW darauf hin, dass die Verweise in den Sätzen 7 und 8 auf „Satz 4“ zu korrigieren sind: Die fünfjährige Verlängerung steht nach Einfügung des neuen Satzes 2 nunmehr in Satz 5. Auch die Gesetzesbegründung, die von „Sätzen 6 und 7“ spricht, ist entsprechend anzugleichen, zumal § 102 Abs. 8 an „Sätze 1 bis 5“ anknüpft und die Zählung damit normativ relevant ist.

Zur Frage der Übertragung des 35-Jahre-Regimes auf Bestandsprojekte siehe die gesonderte Anmerkung unter § 102 Abs. 8

11.2. § 102 Abs. 8

EnBW begrüßt, dass für in den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 bezuschlagte Projekte die Verlängerungsmöglichkeit um bis zu zehn Jahre erhalten bleibt (§ 69 Abs. 7 Sätze 1 bis 5 in der bisherigen Fassung). Damit wird für diese Projekte die im Vertrauen auf die geltende Rechtslage kalkulierte Weiterbetriebsoption abgesichert.

EnBW weist jedoch darauf hin, dass die Übergangsregelung ausdrücklich nur die Sätze 1 bis 5 einfriert und die neuen Verfahrenssätze auf diesen Jahrgang mitanwendet. Die betroffenen Bestandsprojekte werden damit trotz materiell erhaltener Zehnjahresoption erstmals in das neue, über § 70 Abs. 1 Satz 4 mit den Pflichten des § 68 aufgeladene Plangenehmigungsverfahren gezwungen. Um zu verhindern, dass die zugesagte Verlängerungsdauer durch prohibitive Nachweis- und Untersuchungsanforderungen faktisch entwertet wird, sollte der Prüf- und Unterlagenumfang für Verlängerungen von Bestandsvorhaben – wie zu § 69 Abs. 7 ausgeführt – auf das verlängerungsspezifisch Erforderliche begrenzt werden.

Übergreifende Anmerkung zur Laufzeit von Bestandsprojekten: EnBW spricht sich dafür aus, das mit der Novelle für Neuanlagen eingeführte 35-Jahre-Regime auch auf Bestandsprojekte zu erstrecken. Nach dem Entwurf profitieren allein neu zugelassene Anlagen von der auf 35 Jahre verlängerten Regelbefristung, während bereits bezuschlagte Projekte auf das Modell 25 Jahre zuzüglich Verlängerung verwiesen bleiben – für den Jahrgang 2023 bis 2025 auf insgesamt bis zu 35 Jahre, für früher bezuschlagte Projekte über die Übergangsregelungen sogar nur auf bis zu 30 Jahre. Für diese Ungleichbehandlung ist ein sachlicher Grund nicht ersichtlich: Der technisch-wirtschaftliche Nutzen einer längeren Betriebsdauer – bessere Ausnutzung von Anlage und Netzanbindung, Vermeidung vorzeitiger Rückbau- und Nachnutzungskosten, Beitrag zur Zielerreichung nach § 1 Abs. 2 – besteht bei Bestandsanlagen in gleicher Weise. EnBW regt daher an, Bestandsprojekten einen Anspruch auf Verlängerung bis zu einer Gesamtbetriebsdauer von 35 Jahren einzuräumen, soweit die Betriebsdauer der zugehörigen Netzanbindung dies technisch und betrieblich ermöglicht und der Flächenentwicklungsplan keine unmittelbar anschließende Nachnutzung vorsieht. Dies stärkt die kosteneffiziente Nutzung bestehender Offshore-Infrastruktur, ohne zusätzliche Flächen oder Netzanbindungen in Anspruch zu nehmen.

12. Schallschutz (§72a Abs.2)

Wir begrüßen die Anpassung, dass bei Vorliegen eines ausreichenden Schallschutzkonzepts der Einsatz eines Blasenschleiers nicht zusätzlich verpflichtend vorgesehen wird. Die Anpassung stärkt einen technologieoffenen und verhältnismäßigen Ansatz im Schallschutz und ermöglicht es, die jeweils wirksamsten Maßnahmen standort- und projektspezifisch einzusetzen.

Damit werden zudem Anreize für die Weiterentwicklung und Anwendung schallarmer Installationsmethoden geschaffen. Dies kann Genehmigungs- und Umsetzungsrisiken reduzieren, Investitionssicherheit erhöhen und zur zügigen Realisierung von Offshore-Windenergieprojekten beitragen.

13. Nachweispflichten und Sanktionen (§83a Abs 1)

13.1. § 83a Abs. 1

EnBW begrüßt die Anpassung der Nachweiszeiträume, da diese nun den tatsächlichen Projektphasen besser Rechnung tragen. Kritisch bewerten wir jedoch, dass die Nichterfüllung der Vorgaben zum Entzug des Projekts führt. Insoweit verweisen wir auch auf unsere Anmerkungen zu § 83a Abs. 7.

13.2. § 83a Abs. 7

Wir sprechen uns mit Nachdruck dafür aus, in diesem Zusammenhang eine „Kann“-Regelung anstelle einer zwingenden Verpflichtung zum Zuschlagsentzug vorzusehen. Zum Zeitpunkt eines potenziellen Zuschlagsentzugs befindet sich das Projekt bereits hinter der Final Investment Decision (FID) und in der laufenden Bauphase. Ein Entzug des Zuschlags in dieser Projektphase birgt für alle Beteiligten, einschließlich Lieferkette, Staat und Projektentwickler, ein erhebliches Risiko.

14. Umweltmonitoring (§ 91a)

14.1. § 91a Abs. 1

Wir sehen bei der vorgesehenen Neuregelung noch wesentlichen Klarstellungsbedarf:

Versicherungsschutz

Es ist sicherzustellen, dass ein vollumfänglicher und rechtssicherer Versicherungsschutz für alle im Rahmen des Monitorings tätigen Personen und eingesetzten Leistungen gewährleistet ist. Unklare Verantwortlichkeiten oder Deckungslücken können zu zusätzlichen Projektrisiken führen und die Durchführung des Monitorings beeinträchtigen.

Übergangsregelung zum 1. Juli 2028

Die vorgesehene Übergangsregelung lässt offene Fragen insbesondere hinsichtlich bereits vertraglich beauftragter oder laufender projektspezifischer Umweltmonitorings bestehen. Es bedarf einer eindeutigen Regelung, wie hierfür bereits entstandene beziehungsweise vertraglich gebundene Kosten im Übergang berücksichtigt werden. Zusätzlicher finanzieller, logistischer oder zeitlicher Aufwand für Vorhabenträger sollte ausgeschlossen werden. Andernfalls drohen Nachsteuerungsbedarf in laufenden Verträgen, Verzögerungen in der Projektumsetzung und vermeidbare Investitionsrisiken.

Datenvergleichbarkeit

Bei einem Wechsel vom projektspezifischen Umweltmonitoring zu einem AWI-weiten Monitoring muss die Vergleichbarkeit und Anschlussfähigkeit der erhobenen Daten sichergestellt sein. Dies betrifft insbesondere Projekte, bei denen das Basismonitoring noch unter dem bisherigen Regime durchgeführt wurde, während Bau- und Betriebsmonitoring bereits nach den neuen Vorgaben erfolgen sollen. Hierfür sind einheitliche methodische Vorgaben, belastbare Übergabe- und Schnittstellenprozesse sowie klare Anforderungen an Datenformate und Auswertungsstandards erforderlich. Nur so kann gewährleistet werden, dass die erhobenen

Daten wissenschaftlich belastbar bleiben und eine kontinuierliche Bewertung möglicher Umweltauswirkungen ermöglicht wird.

Verantwortlichkeiten beim Baumonitoring

Die Verantwortlichkeiten im Baumonitoring müssen klar und rechtssicher voneinander abgegrenzt werden. Insbesondere sollte das Effizienzmonitoring weiterhin bei den Vorhabenträgern verbleiben. Die Durchführung durch den Entwickler gewährleistet die erforderliche Nähe zu Bauabläufen, eingesetzten Technologien und projektspezifischen Rahmenbedingungen. Eine Verlagerung könnte zu zusätzlichen Schnittstellen, Informationsverlusten und Verzögerungen führen, ohne dass ein erkennbarer Mehrwert für die Qualität des Monitorings entsteht.

Wir sprechen uns daher für eindeutige Übergangs- und Verantwortlichkeitsregelungen aus. Diese sollten sicherstellen, dass die Umstellung auf ein AWI-weites Monitoring weder zu Doppelstrukturen noch zu zusätzlichen Kosten, Verzögerungen oder Datenbrüchen führt. Ein praxistauglicher und rechtssicherer Rahmen stärkt die Planungssicherheit, ermöglicht eine effiziente Projektumsetzung und unterstützt damit den für Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung und industrielle Wertschöpfung erforderlichen Ausbau der Offshore-Windenergie.

14.2. § 91a Abs. 2

Eine detailliertere Darstellung der zu erwartenden Kosten sowie des vorgesehenen Kostenteilungsmechanismus ist erforderlich, um die finanziellen Auswirkungen der Regelung belastbar bewerten und die projektbezogenen Kosten angemessen abschätzen zu können.

Darüber hinaus ist klarzustellen, dass Offshore-Windparks, die ihre vom BSH festgelegten Monitoringpflichten bereits vollständig erfüllt haben und aus dem Betriebsmonitoring entlassen wurden, nicht nachträglich erneut zu Monitoringmaßnahmen oder einer finanziellen Beteiligung herangezogen werden können.

Ebenso sollte ausdrücklich festgelegt werden, dass die Einführung der Regelung nicht zu einer Verlängerung des Betriebsmonitorings über die derzeit geltende maximale Dauer von zehn Jahren hinaus führt. Dies ist notwendig, um Planungssicherheit für bestehende und zukünftige Vorhaben zu gewährleisten.

15. Wegfall 2K-Kriterium (§17d EnWG)

Der Entfall des 2K-Kriteriums wird grundsätzlich befürwortet. Eine Klarstellung, dass der Wegfall auch für bereits bezuschlagte Flächen anzuwenden ist, sollte ergänzt werden.

16. Abschließende Anmerkungen

Insgesamt bietet der Gesetzentwurf wichtige Ansatzpunkte für die Weiterentwicklung des Offshore-Ausbaus. Um die angestrebten Ziele jedoch wirksam und kosteneffizient zu erreichen, besteht aus Sicht der EnBW in zentralen Punkten weiterhin Anpassungsbedarf. EnBW bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme und steht für den weiteren fachlichen Austausch gerne zur Verfügung.