

Berlin, 31. Oktober 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Weiterbetrieb von Offshore- Windenergieanlagen und Offshore-Netzanbindung- systemen

White Paper

Erstellt im Rahmen der Arbeitsgruppe „Nachnutzung“ unter Beteiligung des Bundesverbandes Windenergie Offshore (BWO)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

Einleitung	4
Kurzfassung	5
Langfassung	9
1 Weiterbetrieb Offshore-Windparks	9
1.1 Regulatorik.....	9
1.1.1 Seeanlagenverordnung (SeeAnV).....	10
1.1.2 § 48 WindSeeG alte Fassung vor dem 01.01.2017 (Entwurfassung).....	10
1.1.3 § 48 WindSeeG ab dem 01.01.2017 und Status Quo	11
1.2 Technik.....	12
1.2.1 Einschätzung des TÜV Rheinlands.....	13
1.2.2 Zertifizierung	14
1.3 Wirtschaftlichkeit	15
1.3.1 Abschätzung der Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten	15
1.3.2 Nachlaufeffekte von Windparks.....	18
1.4 Ökologie: Verbesserte CO ₂ -Bilanz	19
1.5 Offene Fragen (Flächen / Flächenverfügbarkeit / Potenziale).....	19
2 Weiterbetrieb Offshore-Netzanbindungssysteme	20
2.1 Regulatorik.....	20
2.1.1 Entschädigungszahlungen bei Störungen oder Verzögerung gem. § 17e EnWG.....	20
2.1.2 Entschädigungen im Fall von Wartungsarbeiten § 17e Abs. 3 EnWG.....	21
2.1.3 Betrieb eines alten Übertragungssystems an einem neuen Windpark	27
2.1.4 Übergangslösung beim Errichten eines neuen Windparks	27
2.1.5 Vermaschung mit anderen Anbindungssystemen	28
2.1.6 Redundantes Fallbacksistem	28

3	Repowering von Offshore-Windparks	28
3.1	Regulatorik.....	29
3.1.1	Beibehaltung oder Erhöhung der Windparkleistung durch Repowering.....	29
3.1.2	2 K-Kriterium.....	29
3.2	Technik.....	31
3.2.1	Vollständiges Repowering OWP	31
3.2.2	Partielles Repowering OWP	32
4	Nachnutzung Offshore-Windparks	33
4.1	Regulatorik.....	33
4.2	Wirtschaftlichkeit	34
5	Rückbau Offshore-Windparks	34
5.1	Regulatorik.....	35
5.1.1	Seeanlagenverordnung (SAnIV).....	35
5.1.2	Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)	35
5.2	Technik.....	37
5.3	Zeitplanung.....	38
6	Rückbau Offshore-Netzanbindungssysteme	39
6.1	Regulatorik.....	39
6.2	Technik.....	39
6.3	Zeitplanung.....	40

Einleitung

Der BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. hat sich im Rahmen der Arbeitsgruppe „Nachnutzung Offshore“ mit (potenziellen) Betreibern von Offshore-Windparks, den Übertragungsnetzbetreibern in der deutschen Nord- und Ostsee sowie dem Fraunhofer IWES (Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme) ausgetauscht. Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) war ebenfalls mit einem Sitz in dieser Arbeitsgruppe vertreten.

Ziel der Arbeitsgruppe war es, eine Plattform zu bieten, um die mannigfaltigen Herausforderungen sowie die Komplexität zum Thema Nachnutzung und Weiterbetrieb von Offshore-Windparks (OWPs) und entsprechender Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus Sicht der Branche zu beschreiben und mögliche Lösungs- und Handlungsoptionen aufzuzeigen. Das Papier soll zudem eine Handreichung für Vertreterinnen und Vertreter aus Behörden und Ministerien sowie für Politikerinnen und Politiker darstellen.

Ausgangspunkt und Arbeitsgrundlage der Arbeitsgruppe „Nachnutzung Offshore“ sind die bisher bekannt gewordenen Arbeitsprozesse und Vorüberlegungen des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ab Mitte 2022.

Am 1. Juli 2022 stellte das BSH im [Entwurf des Flächenentwicklungsplans 2022](#) (FEP) erstmalig Überlegungen zum Thema Rückbau und Nachnutzung von OWPs und ONAS in Form einer Anhang-Tabelle¹ vor. Innerhalb eines sich daran anschließenden [Expertenworkshops „Rückbau und Nachnutzung“ am 22. September 2022](#) hat die OWP-Betreiberseite Kritik an dem tabellarischen Ansatz zu den beabsichtigten Festlegungen zur Nachnutzung von Flächen in den Zonen 1 und 2 der Nordsee und Ostsee des BSH geübt. Beim [zweiten FEP-Entwurf des BSH vom 28. Oktober 2022](#) wurde das Thema Nachnutzung zunächst ausgeklammert. Das BSH gab bekannt, dass sich die Behörde in Zukunft dem Thema Nachnutzung annehmen werde.

Nach öffentlich verfügbaren Informationen geht die Einschätzung des BSH dahin, dass das gesetzliche Ausbauziel von 70 Gigawatt (GW) installierter Leistung von Windenergieanlagen auf See bis zum Jahr 2045 nur dann erreicht werde, wenn eine zeitige Nachnutzung von Flächen ermöglicht werde, auf denen die Erstgenehmigungsdauer von 25 Jahren abgelaufen sei. Ausweislich des [FEPS 2023](#) ist das Ziel des BSH, zukünftig große zwei Gigawatt-Flächen als neuen Standard für OWPs zu schaffen. Dadurch soll eine möglichst hohe Effizienz sowohl bei dem Betrieb der OWPs als auch bei den ONAS erreicht werden. Die Nachnutzungserwägungen des BSH betreffen zunächst die Zonen 1 und 2 mit relativ kleinen Flächen. Herausforderungen ergeben sich insbesondere dadurch, dass die OWPs zu unterschiedlichen Zeiten in Betrieb gegangen sind und demnach die Erst-Genehmigungen zu unterschiedlichen Zeiten auslaufen werden. Nach Einschätzung des BSH soll das Ziel erreicht

¹ [Siehe Flächenentwicklungsplan \(FEP\) 2022, Tabelle 11, 12, S. 93](#)

werden, den Zeitraum ohne Einspeisung zwischen Außer- und Inbetriebnahme der OWPs möglichst kurz zu halten, mithin eine frühzeitige Planungsgrundlage für Betreiber zu schaffen. Ausweislich des [FEPs 2023](#) geht das BSH bisher davon aus, dass Rückbau sowie Neubau jeweils innerhalb von einem Jahr möglich seien. Schließlich geht das BSH von einer 25-jährigen Betriebsdauer der OWPs inklusive der dazugehörigen Netzanbindung aus und sieht darüberhinausgehende Nutzungszeiträume wegen der zu berücksichtigenden Netzanbindungsinfrastruktur als riskant an. Nach Ansicht des BSH führe eine technische Modernisierung durch größere Anlagen voraussichtlich zu einer Leistungserhöhung und damit einhergehend zu einer erhöhten Stromerzeugungsmenge im Offshore-Bereich.

Kurzfassung

Die Kerninhalte des White-Papers für den Weiterbetrieb von Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) und ONAS, das Repowering von OWEA sowie den Rückbau von OWEA und ONAS lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Weiterbetrieb von OWEA

- › Der Weiterbetrieb von OWEA und ONAS nach Auslaufen von deren Erst-Genehmigung sowie die anschließende Nachnutzung vorhandener Flächen mit Bestandsanlagen ist mit einem hohen koordinatorischen Aufwand verbunden, der ein frühzeitiges planvolles Handeln der beteiligten Akteure voraussetzt. Im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) bedarf es einer Klarstellung, welche Voraussetzungen für einen Weiterbetrieb zu erfüllen sind und inwiefern ein Antrag auf Weiterbetrieb bereits früher als 24 Monate vor Ablauf der Genehmigung gestellt werden darf. Nur wenn frühzeitig Planungssicherheit besteht, können OWEA- und ONAS-Betreiber in die Lage versetzt werden, ausreichend und rechtzeitig Infrastruktur aufzubauen, um langfristig das Ausbauziel von 70 Gigawatt (GW) installierter Leistung zu erreichen.
- › Der Weiterbetrieb bestehender OWEA kann zu einem hohen volkswirtschaftlichen Nutzen führen. Durch die Weiternutzung bestehender Infrastruktur könnten zusätzliche Netzkosten aufgrund neuer Netzanschlüsse für Neuanlagen auf einen längeren Zeitraum verteilt und damit abgedeckt werden. Darüber hinaus könnten Engpässe in den Lieferketten bei OWEA und ONAS vermieden sowie logistische Versorgungskapazitäten (Schiffe und Hafeninfrastruktur) durch gewonnene planerische Flexibilitäten ohne eine Überlastung besser genutzt werden. Gleichzeitig führt ein Weiterbetrieb durch eine verbesserte CO₂-Bilanz zu mehr Klimaschutz.
- › Der Weiterbetrieb von OWEA und ONAS ist technisch grundsätzlich möglich. Konkrete Erfahrungswerte für mögliche Zeiträume existieren aktuell noch nicht. Derzeit muss jeder Einzelfall individuell betrachtet werden. Folgende Punkte sind dabei von besonderer Bedeutung:

- Um die tatsächlich mögliche Dauer des Weiterbetriebs einer OWEA und ONAS feststellen zu können, müsste ein standardisiertes Prüfverfahren entwickelt werden. Dieses kann zweigeteilt aus einem analytischen und einem praktischen Teil bestehen, wobei einzelne Prüfprozesse am besten in die regelmäßigen Inspektionsintervalle einbezogen werden könnten.
 - Sinnvoll erscheint den Mitgliedern der AG eine Anpassung der Inspektionsintervalle oder eine Implementierung zusätzlicher Prüfungsschritte in bestehenden Inspektionsverfahren/-plänen. Insbesondere kann darüber nachgedacht werden, OWEA zu clustern, um Einzelfallprüfungen möglichst zu vermeiden bzw. nur dort anzuwenden, wo es aufgrund der Datelage der Betriebs- und Umwelteinflüsse zu Abweichungen bei den „Vergleichswerten“ gekommen ist.
 - Für einen Weiterbetrieb von OWEA und ONAS müssten die technischen Komponenten nach einem standardisierten Verfahren möglichst unbürokratisch und kostengünstig zertifiziert werden können. Wichtig ist, dass dafür ein standardisierter Prozess (Standard/Leitfaden) festgelegt wird, der auch Umwelteinflüsse wie Wave-Loading enthält. Der BDEW schlägt vor, dass innerhalb der Branche ein Gremium von technischen ExpertInnen, bestehend aus Windpark- und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), gebildet wird, welches einen Vorschlag für einen möglichst international standardisierten Prozess erarbeitet.
 - Der [DNV – St 0262](#)-Standard wird derzeit aktualisiert. Die verfügbaren DNV-Standards "ST-0126 Support structures for wind turbines" und "RP-C205 Environmental Conditions and Environmental Loads" sind nach Einschätzung der AG „Nachnutzung Offshore“ ausreichend, um auch die Wellenbelastung von Gründungen und Tragstrukturen zu berücksichtigen. Es sind daher keine zusätzlichen Standards erforderlich.
 - Eine aufwändige und vollständige Reanalyse des Typenzertifikats für OWEA muss zwingend ausgeschlossen werden.
- › Nach Einschätzung der Mitglieder der AG kann es im Rahmen eines Weiterbetriebs der OWEA betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, OWEA im Schadensfall von Großkomponenten gegen Ende der Laufzeit nicht mehr zu reparieren, dahingegen den (restlichen) OWP mit reduzierter Anlagenzahl und Leistung weiterzubetreiben. Damit würde jedoch eine zunehmend geringe Auslastung der ONAS mit entsprechender Erhöhung der Transportkosten pro Megawattstunde (MWh) einhergehen, welche wiederum dem Stromkunden auferlegt werden. Sollte im Rahmen der Instandhaltung beispielsweise der Tausch von Rotorblättern erforderlich werden, könnte dieser unter Abwägung der Restlaufzeit der OWEA unter Umständen ausbleiben und die Anlage außer Betrieb genommen werden. Insbesondere kann es schwierig sein, (Haupt-)Komponenten älterer Baujahre überhaupt (noch) am Markt zu erhalten.

- › Die Möglichkeit des Weiterbetriebs einer OWEA kann sich positiv auf die CO₂-Bilanz auswirken. Die CO₂-Bilanz kann unter Umständen sogar noch besser ausfallen, wenn der Recycling-Prozess am Ende der Laufzeit der OWEA bei der Kalkulation mitberücksichtigt wird.
- › Nachlaufeffekte (Abschattungseffekte) werden durch die zunehmende Ausbausituation auch in den Niederlanden bei bestimmten Windrichtungen- und -geschwindigkeiten eine signifikante Einflussgröße auf den Jahresenergieertrag der OWEA haben.
- › Der BDEW beauftragt gemeinsam mit der Offshore-Branche die Erstellung eines Gutachtens mit dem Ziel, praxisgerechte Vorschläge für die Frage des Weiterbetriebs von bestehenden Windenergieanlagen auf See sowie der dazugehörigen Netzanbindung zu machen. Dabei sollen Vor- und Nachteile des Weiterbetriebs von OWPs und ONAS im Vergleich zur direkten Nachnutzung anhand eines Beispielclusters wissenschaftlich untersucht werden. Das soll aufbauend auf der Darstellung verschiedener Ausgestaltungsmöglichkeiten von Weiterbetriebsszenarien im Cluster unter Berücksichtigung planerischer, technischer, gesetzlicher, geografischer sowie betriebs- und volkswirtschaftlicher Gesichtspunkte und Restriktionen geschehen.

Weiterbetrieb von ONAS

- › Durch den Weiterbetrieb von OWEA und ONAS über 25 Jahre hinaus erhöht sich zweifellos die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen der Netzanbindungssysteme. Damit kann die Verfügbarkeit für die Energieübertragung abnehmen. Die ÜNB sehen hier die Notwendigkeit, die regulatorischen Rahmenbedingungen für einen etwaigen Weiterbetrieb anzupassen, um die Endverbraucher nicht mittelbar unverhältnismäßig zu belasten. Nach Einschätzung des BDEW kann dies beispielsweise durch eine Erhöhung der Nichtverfügbarkeitstage erreicht werden. Vorzugswürdig erscheint aber die Einführung eines Novellierungskontos, das auch einen Ausgleich zwischen den Jahren ermöglichen würde.
- › Nach Ansicht der Arbeitsgruppenmitglieder kann der zunehmenden Störanfälligkeit durch mögliche Alterserscheinungen bei einem etwaigen Weiterbetrieb von OWEA sowie der Netzanbindung durch geänderte oder angepasste Instandhaltungsstrategien begegnet werden. Entscheidend ist dabei eine möglichst frühzeitige Festlegung der Weiterbetriebsdauer.
- › Der BDEW regt an, bei einer Störung der Netzanbindung gem. [§ 17e Abs. 1 EnWG](#) im Falle des Weiterbetriebs den nicht erstattungsfähigen Eigenanteil der ÜNB bei einer fahrlässigen Verursachung der oben genannten Störung iSd [§ 17 f Abs. 2 Nr. 2 EnWG](#) zu streichen.
- › Wenn OWPs nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen und entsprechend keinen Anspruch mehr auf eine Marktprämie haben, werden diese Parks keine Entschädigungszahlungen bei

Störungen gem. [§ 17e Abs. 1 EnWG](#) erhalten. Der Weiterbetrieb eines OWP ist unter Umständen mit größeren Investitionen verbunden. Vor dem Hintergrund der erwartbaren positiven Effekte eines Weiterbetriebs sollten auch im Bereich des Entschädigungsregimes Anreize für einen Weiterbetrieb geschaffen werden. So könnte beispielsweise die Marktprämie bis zum Ende der Lebensdauer als Entschädigungsgrundlage fortgeschrieben werden.

Repowering von OWEA

- › Der BDEW regt an, das 2 K-Kriterium² wissenschaftlich zu überprüfen. In unseren Nachbarländern Niederlande und Dänemark sind vergleichbare Regelungen nicht existent. Aus Sicht des BDEW ergeben sich limitierende Faktoren durch das 2 K-Kriterium. Durch eine Anpassung dieses Kriteriums könnten Seekabel durch längere Volllastzeiten voraussichtlich effizienter genutzt werden. Darüber hinaus könnten zukünftig wichtige Ressourcen gespart, Produktionskapazitäten anderweitig genutzt und der Flächenbedarf sowie die Flächen-Konkurrenz verschiedener Leitungen untereinander minimiert werden.

Rückbau von OWEA und ONAS

- › Aufgrund verschiedenartiger Faktoren und fehlender Erfahrungswerte aus der Praxis kann keine verbindliche Aussage über die Rückbaudauer von OWEA und ONAS getroffen werden. Durch die zunehmende Größe der OWPs sowie Limitierungen in den Bereichen Hafenskapazitäten und Speziallogistik für den Rück- und Zubau ist mit einer längeren Rückbaudauer zwischen 24-36 Monaten zu rechnen. Partielle Rückbauszenarien, bei denen der Kolkschutz oder ein Pfahlsegment im Boden hinterlassen werden können, könnten zeitlich attraktiv für Stakeholder sein.
 - Bei der konkreten Umsetzung bzw. der Koordinierung der Offshore-Arbeiten für den Rück- und Neubau bei einer Nachnutzung der Fläche besteht eine hohe Abstimmungsintensität insbesondere zwischen den beteiligten Akteuren (z. B. Nutzer, Nachnutzer, Zulassungsbehörde, Logistik-Firmen, Häfen).
 - Ein paralleler Rück- und Neubau eines OWPS kann dabei helfen, die Zeiträume ohne Stromeinspeisung durch die OWPs zu reduzieren, ist aber mit großen Herausforderungen verbunden. Eine Entzerrung der Bautätigkeit in der Nord- und Ostsee führt insgesamt zu einer besseren Umweltverträglichkeit.

² Vgl. [§ 17d Abs. 1b EnWG](#).

Langfassung

1 Weiterbetrieb Offshore-Windparks

Der Begriff „Weiterbetrieb“ umfasst im Nachfolgenden eine einmalige, nachträgliche Verlängerung der Plangenehmigung/des Planfeststellungsbeschlusses einer Windenergieanlage auf See um bis zu zehn Jahre.

Neben den bereits dargestellten Überlegungen des BSH hat sich auch das Fraunhofer IWES mit dem Thema „Nachnutzung von Offshore-Windparks in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)“ auseinandergesetzt sowie dazu in der Vergangenheit u.a. das BSH technisch beraten. Innerhalb des Arbeitspakets 3 „Rückbau und Nachnutzung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen“ wurden unter anderem die Lebensdauer existierender OWPs sowie die Frage, wie vorhandene Flächen nachgenutzt werden können, behandelt. Dabei hat das [Fraunhofer IWES das langfristige Offshore-Ertragspotential in Deutschland](#) anhand 16 unterschiedlicher Ausbauszenarien berechnet. Das Ergebnis der Berechnungen ist, dass sich aufgrund der zunehmenden Bebauung die zu erwartenden Volllaststunden für OWEA in der Nord- und Ostsee in Zukunft von etwa 4.000 Stunden auf ca. 3.000 bis 3.500 Stunden pro Jahr reduzieren werden.

Um die Lebensdauer bestehender OWPs abzuschätzen, könne laut IWES zwischen der Lebensdauerabschätzung für die Rotor Gondel-Einheit (RNA-Rotor-Nacelle-Assembly) und der Lebensdauerabschätzung der Tragstrukturen differenziert werden. Bei der Rotor-Gondel-Einheit sei eine Lastrechnung mit drei generischen Anlagentypen (3; 6,5 und 7,5 Megawatt (MW)) durchgeführt worden. Im Ergebnis seien Komponenten der Rotor-Gondel-Einheit grundsätzlich austauschbar, wobei nach Einschätzung des Fraunhofer IWES die Frage der Wirtschaftlichkeit beim Tausch einzelner Komponenten am Ende der Lebensdauer sowie die Verfügbarkeit von Ersatzteilen für ältere Anlagen eine besondere Rolle spielen würden. Die Lebensdauerabschätzung der Tragstrukturen sei durch Normenvergleich und Literaturrecherche erfolgt. Bei konservativ ausgelegten Tragstrukturen sei eine Tragreserve von fünf bis zehn Jahren denkbar. Nach Einschätzung von IWES sei ein Weiterbetrieb von OWEA über 25 Jahre hinaus technisch realistisch und am Ende maßgeblich von der Wirtschaftlichkeit abhängig. ONAS seien ebenfalls nach Einschätzung des IWES für fünf bis zehn Jahre weiter nutzbar. Eine genauere Beurteilung könne allerdings nur im individuellen Einzelfall erfolgen.

1.1 Regulatorik

Für den Weiterbetrieb von OWPs hat sich die Regulatorik im Laufe der Jahre verändert. Die „historische“ Entwicklung der Regelungen für einen möglichen Weiterbetrieb gem. [§ 69 VII Windenergie-auf-See-Gesetz \(WindSeeG\)](#) stellt sich wie folgt dar:

1.1.1 Seeanlagenverordnung (SeeAnIV)

Die Seeanlagenverordnung³ galt im Zeitraum vom 1. Februar 1997 bis zum 1. Januar 2017. Gem. § 2 SeeAnIV bedurfte die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung einer Erzeugungs- und Übertragungseinrichtungen einer Planfeststellung oder einer Genehmigung. Die erteilten Genehmigungen bzw. Planfeststellungen enthielten regelmäßig als Nebenbestimmung eine Befristung, beruhend auf § 2 Abs. 3 S.2 iVm § 6 Abs. 4 SeeAnIV. Die Befristung erfolgte regelmäßig auf 20 oder 25 Jahre.⁴

1.1.2 § 48 WindSeeG alte Fassung vor dem 01.01.2017 (Entwurfassung)

Gem. [§ 48 WindSeeG in der Entwurfassung vor dem 01.01.2017](#) sollte ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung für eine OWEA nur befristet erteilt werden. Gem. § 48 Satz 2 WindSeeG richtete sich die Befristung nach der Dauer des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 25 S. 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2016. Gem. § 25 EEG 2016 wurde die Marktprämie oder Einspeisevergütung jeweils für die Dauer von 20 Jahren gewährt. Daraus ergab sich eine zeitliche Befristung des Planfeststellungsbeschlusses oder einer Plangenehmigung für eine Windenergieanlage auf See. Hiervon ist der Gesetzgeber jedoch noch vor Inkrafttreten des Gesetzes wieder abgerückt. Dies geschah im Hinblick darauf, dass Windenergieanlagen auf See herstellerseitig in der Regel auf eine Betriebsdauer von 25 Jahren ausgelegt wurden.

Die Frist begann grundsätzlich mit Inbetriebnahme der jeweiligen OWEA, frühestens aber in dem Jahr, in dem die Inbetriebnahme vorgesehen ist, siehe § 24 Abs. 1 Nr.2 WindSeeG und § 37 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG.

Eine Verlängerung der Befristung war nach dem Wortlaut des Gesetzes möglich. Eine genaue zeitliche Definition dieser Verlängerungsoption wurde aber gesetzlich nicht definiert. Aus der Gesetzesbegründung ergibt sich, dass der Bieter mit dem Zuschlag in der Ausschreibung lediglich zeitlich beschränkte Rechte (vgl. dazu auch § 24 Abs. 2 und § 37 Abs. 2 WindSeeG) erhält. Der bezuschlagte Bieter könne ausweislich der Gesetzesbegründung zu § 48 Abs. 7 WindSeeG⁵ nicht darauf vertrauen, für unbeschränkte Zeit auf der jeweiligen Fläche Windenergieanlagen auf See betreiben zu können. Der Bieter müsse von vornherein in seiner Kalkulation einstellen, dass er die Flächen nach Ablauf der Förderdauer bzw. der Befristung voraussichtlich nicht mehr nutzen dürfe. Eine

³ Vgl. [Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres \(Seeanlagenverordnung - SeeAnIV\) vom 23.01.1997](#).

⁴ Vgl. [Änderungsbescheid, Offshore Windenergiepark Gode Wind 02, S.21 Nr.22](#).

⁵ Vgl. [Gesetzentwurf EEG 2016, Drucksache 18/8860 vom 21.06.2016 Begründung § 48 Abs. 7 WindSeeG, S. 313 f.](#)

Fristverlängerung ist nach § 48 Abs. 7 Satz 2 WindSeeG nur dann möglich, wenn der Flächenentwicklungsplan eine Nachnutzung nach § 8 Absatz 3 WindSeeG nicht direkt im Anschluss an die Frist vorsehe. Aus der Gesetzesbegründung ergibt sich, dass in einer solchen Konstellation ein Weiterbetrieb bis zu dem Zeitpunkt, ab dem der Flächenentwicklungsplan die Nachnutzung vorsehe, unter Umständen sinnvoll erscheint.

Grundsätzlich dient die Befristung der Genehmigung dazu, möglichst viele fachplanerische Gestaltungsmöglichkeiten nach Ende des Anspruchs auf Marktprämie zu eröffnen. Hierzu gehört auch, dass der Flächenentwicklungsplan mehrere bereits für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See genutzte Flächen gemeinsam für eine Nachnutzung vorsehen kann. Erfolgt die bisherige Nutzung durch verschiedene Betreiber auf der Grundlage unterschiedlich lang befristeter Planfeststellungsbeschlüsse, kann durch die Verlängerung einzelner Fristen insgesamt ein Gleichlauf der Befristungen auch in einem bestimmten Gebiet (Cluster) erreicht werden.

1.1.3 § 48 WindSeeG ab dem 01.01.2017 und Status Quo

§ 48 WindSeeG in der am 01.01.2017 geltenden, neuen Fassung enthielt bereits eine Befristung des Planfeststellungsbeschlusses oder einer Plangenehmigung für eine Windenergieanlage auf See von 25 Jahren, mit einer einmaligen, nachträglichen Verlängerungsmöglichkeit der Befristung um höchstens fünf Jahre. Durch die Einführung des § 69 WindSeeG in der am 01.01.2023 geltenden Fassung wurde eine einmalige, nachträgliche Verlängerungsmöglichkeit der Befristung um höchstens zehn Jahre eingeführt.

Überblick der Regulatorik: Weiterbetrieb von OWEA in der deutschen Nord- und Ostsee

SeeAnIV ab dem 01.01.2017	§ 48 WindSeeG vor dem 01.01.2017	§ 48 WindSeeG in der am 01.01.2017 geltenden Fassung	§ 48 WindSeeG in der am 10.12.2020 geltenden Fassung	§ 69 WindSeeG in der am 01.01.23 geltenden Fassung
Befristung durch Nebenbestimmung auf 20/25 Jahre	Befristung richtet sich nach der Dauer des Anspruchs auf die Marktprämie nach § 25 Satz 1 des EEG.	Befristung auf 25 Jahre	Befristung auf 25 Jahre	Befristung auf 25 Jahre

	§ 25 Satz 1 des EEG: Marktprämien oder Einspeisevergütungen sind jeweils für die Dauer von 20 Jahren zu zahlen.	nachträgliche Verlängerung der Befristung um höchstens fünf Jahre ist einmalig	nachträgliche Verlängerung der Befristung um höchstens fünf Jahre ist einmalig	nachträgliche Verlängerung der Befristung um höchstens zehn Jahre
20/25 Jahre	20 Jahre	30 Jahre	30 Jahre	35 Jahre

- › Gem. § 69 Abs. 7 S. 4 WindSeeG ist ein Weiterbetrieb insbesondere dann möglich ist, wenn die Betriebsdauer der zugehörigen Netzanbindung dies technisch und betrieblich ermöglicht. Nach Ansicht der Mitglieder der AG Nachnutzung wäre eine Klarstellung hilfreich, unter welchen Voraussetzungen dieses Kriterium erfüllt ist.
- › Darüber hinaus ist aus dem Gesetzeswortlaut nicht ersichtlich, ab wann der OWEA-Betreiber einen Antrag auf Weiterbetrieb beim BSH stellen kann.

1.2 Technik

Die Konstruktion einer OWEA ist aus betriebswirtschaftlichen Gründen auf eine endliche Nutzung ausgelegt. Theoretisch kann jede Konstruktion bei einer entsprechenden Instandhaltung auf unbestimmte Zeit betrieben werden. Windenergieanlagen haben eine sog. Entwurfslebensdauer. Das ist die theoretische Berechnung einer endlichen Nutzungsdauer basierend auf den dazugehörigen Lastannahmen.

Mit der Typen-/Einzelprüfung erfolgt der rechnerische Nachweis, dass die im Betriebszeitraum der Entwurfslebensdauer vom Hersteller zugrunde gelegten Lasten nicht zu einem frühzeitigen Ermüden eines Bauteils führen und damit die Standsicherheit der OWEA garantiert werden kann. Alle lasttragenden Komponenten sind mindestens für den Zeitraum der Entwurfslebensdauer dimensioniert. Die zeitliche Bemessung der Entwurfslebensdauer für OWEA (mindestens 20 Jahre) allein, trifft jedoch keine Aussage über die tatsächlich mögliche Gesamtnutzungsdauer einer OWEA. Dennoch kann die Annahme getroffen werden, dass die tatsächliche Lebensdauer/Gesamtnutzungsdauer einer OWEA in der Regel größer sein wird als die Entwurfslebensdauer, da oftmals im Betrieb die der Entwurfslebensdauer zugrundeliegenden Lastannahmen nicht erreicht werden. Grundsätzlich ist deshalb der Weiterbetrieb der OWEA über den Zeitraum der Entwurfslebensdauer hinaus auch tatsächlich möglich. Um jedoch eine konkrete Aussage für eine OWEA treffen zu können ist eine genauere Prüfung (Berechnung, Inspektion, Bewertung) aller lasttragenden

Komponenten erforderlich. Darüber hinaus gehört auch die Innerparkverkabelung zwischen den OWEA zum OWP.

Aus Sicht der OWEA-Betreiber ergibt sich, dass die oben genannte vorzunehmende Prüfung für die Feststellung der tatsächlich möglichen Weiterbetriebsdauer einer OWEA in zwei Teilaspekte unterteilt werden kann:

1. analytischer Teil: rechnerische Ermittlung der Weiterbetriebsdauer unter Zuhilfenahme vorhandener Daten der OWEA/ des Herstellers
2. praktischer Teil: Prüfung des technischen Zustandes der OWEA vor Ort

1.2.1 Einschätzung des TÜV Rheinlands

Nach Einschätzung des TÜV Rheinlands ergibt sich, dass im Vergleich zu Onshore-Windenergieanlagen für Offshore-Windenergieanlagen grundsätzlich quantitativ mehr Daten zur Verfügung stehen. Diese Datenbasis ergebe sich insbesondere durch die vorgeschriebenen jährlichen Inspektionen der OWEA. Grundsätzlich sei dies eine gute Ausgangslage für den analytischen Teil einer vorzunehmenden Prüfung. Aufgrund der besonderen Verhältnisse im Offshore-Bereich, wird angeregt, auch Wellen-Daten zu erfassen und zu nutzen. Im Rahmen des analytischen Teils könnten verstärkt die Hersteller für eine ausreichende Datenbasis eingebunden werden.

Besonders herausfordernd sei die Überprüfung und Kontrolle/Bewertung der Gründungsstrukturen. Möglicherweise könne eine Lösung für den praktischen Teil eine sog. Wanddickenmessung sein. Insbesondere die Inspektion des nicht einsehbaren Teils des Fundaments sei schwierig.

Darüber hinaus gebe es keinen Standard für die Bewertung von Korrosion. Mithin ergäben sich Herausforderungen durch maritimen Bewuchs.

- › Für einen Weiterbetrieb von OWEA und ONAS müssten die technischen Komponenten erneut nach einem standardisierten Verfahren möglichst unbürokratisch und kostengünstig zertifiziert werden können. Wichtig ist, dass dafür ein standardisierter Prozess (Standard/Leitfaden) festgelegt wird, der auch Umwelteinflüsse, wie Wave-Loading, enthält. Der BDEW schlägt vor, dass innerhalb der Branche ein Gremium von technischen ExpertInnen, bestehend aus Windpark- und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), gebildet wird, welches einen Vorschlag für einen standardisierten Prozess erarbeitet. Dieses Gremium sollte auch Hersteller und Zertifizierer von Offshore-WEA und Infrastruktur einbeziehen.
- › Der BDEW regt außerdem an, im Falle eines Weiterbetriebs einer OWEA den regulären Inspektionsrahmen im Fall der erneuten Zertifizierung um den Teil der kostenintensiven, praktischen Prüfung des technischen Zustandes jeder Einzelanlage vor Ort bestenfalls durch stichprobenartige Untersuchungen zu ersetzen. Dies kann dazu führen, dass die erneut notwendige Zertifizierung einer OWEA für den Weiterbetrieb auch wirtschaftlich vertretbar werden kann.

1.2.2 Zertifizierung

Unter dem Aspekt des Weiterbetriebs von OWEA ist zwischen dem dargestellten regulatorischen Rahmen, beispielsweise einer Genehmigungsverlängerung, und dem technisch gesetzten Rahmen, wie einem Weiterbetrieb von Anlagen über die ursprünglich geplante Lebensdauer hinaus, zu unterscheiden.

In Anlehnung an die „[Grundsätze Weiterbetrieb für WEA](#)“ und [DIBT 2012](#) geht es dabei um die analytische und evidenzbasierte Bewertung der verbleibenden nutzbaren Lebensdauer von Windenergieanlagen (Remaining Useful Lifetime). Beide Regelwerke basieren maßgeblich auf dem DNV-Standard-0262. Dieser wird beispielsweise in der Standardkonstruktion des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) als Möglichkeit beschrieben, den Weiterbetrieb technisch zu validieren.

Der [DNV – Standard-0262](#) enthält detailliert zwei Herangehensweisen:

1. Die vollständige Reanalyse und Rezertifizierung des Typenzertifikats (insb. dort anwendbar, wo sich signifikante Änderungen zum originären Design ergeben – z.B. bei Änderungen der Anlagenspezifikation oder Windklasse), oder
2. eine generische Analyse der standortspezifischen Gegebenheiten und einer generischen Anlage am Standort (i. e. der Standard für OWEA).

Klarer Vorteil der zweiten Variante („generische Analyse“) ist, dass diese in einem kürzeren Zeitraum umzusetzen ist und sich die monetären Aufwendungen im Rahmen halten. Dennoch kann dadurch ein aussagefähiges Ergebnis erreicht werden.

- › Der [DNV – St 0262](#)-Standard wird derzeit aktualisiert. Die verfügbaren DNV-Standards "ST-0126 Support structures for wind turbines" und "RP-C205 Environmental Conditions and Environmental Loads" sind nach Einschätzung der AG „Nachnutzung Offshore“ ausreichend, um auch die Wellenbelastung von Gründungen und Tragstrukturen zu berücksichtigen. Es sind daher keine zusätzlichen Standards erforderlich.
- › Ferner relevant für die Frage der möglichen Weiterbetriebszeiten ist die Feststellung und Analyse der tatsächlichen Betriebs- und Umwelteinflüsse auf relevante Komponenten der OWEA. Im Rahmen der Diskussionen unter den Arbeitsgruppenmitgliedern hat sich gezeigt, dass sich die Branche auf einen einheitlichen Standard einigen sollte, der unter Umständen im Fall des Weiterbetriebs auch einen „risikobasierten Ansatz“ verfolgen könnte. Für einen solchen „risikobasierten Ansatz“ bietet sich insbesondere der [Standard IEC 61400-28](#) an, eine internationale technische Spezifikation für Windenergieanlagen, die von der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) veröffentlicht wird. Der konkrete Titel lautet: „THROUGH LIFE MANAGEMENT AND LIFE EXTENSION OF WIND POWER ASSETS“. Der Standard befasst sich mit einer

Vielzahl von Wind-Turbinen und bietet darüber hinaus Anhaltspunkte für eine Priorisierung von Methoden.

- › Nach Ansicht der AG „Nachnutzung Offshore“ ist es wichtig, dass eine aufwändige und vollständige Reanalyse des Typenzertifikats für OWEA ausgeschlossen wird. Sinnvoll erscheint den Mitgliedern der AG eine Anpassung der Inspektionsintervalle oder eine Implementierung zusätzlicher Prüfungsschritte in bestehenden Inspektionsverfahren/-plänen. Insbesondere kann darüber nachgedacht werden, OWEA zu clustern, um Einzelfallprüfungen möglichst zu vermeiden bzw. nur dort anzuwenden, wo es aufgrund der Datenlage der Betriebs- und Umwelteinflüsse zu Abweichungen zu den „Vergleichswerten“ gekommen ist.

1.3 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs der Bestandwindparks ist entscheidend, um zu beantworten, ob, wann und welche Flächen Weiterbetrieben werden können oder zur Nachnutzung zur Verfügung stehen. Ohne eine gegebene Wirtschaftlichkeit wird ein Weiterbetrieb nicht umsetzbar sein. Eine ökonomische Bewertung ist nach Ansicht der Teilnehmenden der AG zentral, um über den Weiterbetrieb oder die Außerbetriebnahme von OWPs entscheiden zu können.

1.3.1 Abschätzung der Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten

Die Höhe der Investitionskosten ist ein wichtiger Faktor, der maßgeblich dazu beiträgt, ob ein OWP wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Investitionskosten von OWPs hängen von vielen Faktoren, wie beispielsweise der Größe, der Lage des OWPs, der Wettbewerbssituation und den Vertragsbedingungen, ab.⁶

Neben den Investitionskosten machen die Betriebs- und Instandhaltungskosten rund 30 Prozent der Stromgestehungskosten aus. Diese setzen sich primär aus zwei Komponenten zusammen: Der Instandhaltung und der Jahreswartung.

Nach dem [Endbericht des Fraunhofer IWES](#) konnten die vielzähligen Faktoren nicht windparkspezifisch aufgeschlüsselt werden, jedoch Annäherungen aufgrund der Turbinenklasse und -größe vorgenommen werden. In den Analyseergebnissen seien durchschnittliche Betriebs- und Wartungskosten (O&M-Kosten) pro Jahr und MW von rund 50.000 bis zu 220.000 Euro beobachtbar. Hierbei sei zu berücksichtigen, dass insbesondere für ältere und kleinere OWPs als auch solche, die weiter von der Küste entfernt liegen, höhere O&M-Kosten zu erwarten seien als für Windparks mit jüngem Inbetriebnahmedatum und häufig größerer OWP- und OWEA-Nennleistung.

⁶ Vgl. [Dörenkämper et al. 2023, Endbericht: Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen, S. 197.](#)

- › Nach Einschätzung der Arbeitsgruppenmitglieder kann es betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, OWEA bis zum Eintritt von Schäden an den Hauptkomponenten weiterzubetreiben. Sollte im Rahmen der Instandhaltung beispielsweise der Tausch von Rotorblättern erforderlich werden, könnte dieser unter Abwägung der Restlaufzeit der OWEA unter Umständen ausbleiben und die Anlage außer Betrieb genommen werden. Insbesondere kann es schwierig sein, (Haupt-)Komponenten älterer Baujahre überhaupt (noch) am Markt zu erhalten.

1.3.1.1 Personalkosten, Schiffskosten - Verfügbarkeit, Reparaturkosten

Als Teil der Betriebs- und Instandhaltungskosten sind vor allem Personalkosten, Schiffskosten sowie Reparaturkosten zu berücksichtigen. Die Personalkosten sind abhängig vom Erfahrungsstand sowie der Spezialisierung der Mitarbeitenden.

Die Schiffskosten hängen von den Anforderungen einer bestimmten Tätigkeit ab: Für bestimmte Aufgaben wird ein Schiff nur für den Transit der Besatzung benötigt – in diesem Fall wird ein Crew-Transfer-Vessel (CTV) eingesetzt – während andere Aufgaben eher spezielle Anforderungen stellen – z. B. schweres Heben mit einem Jack-up-Vessel (JUV) – was zu deutlich höheren Schiffstagesätzen führt. Darüber hinaus werden sog. Service Operation Vessel (SOV) als Service-Schiffe eingesetzt. Diese Schiffe gewährleisten einen sicheren Betrieb von Windkraftanlagen auf See und bieten dem Personal an Bord eine komfortable Unterkunft. Darüber hinaus können Kosten durch das Vorhalten sog. Notschlepper entstehen. Abhängig vom jeweiligen Betriebskonzept werden teilweise auch Helikopter für Service-Einheiten eingesetzt. Diese Helikoptereinsätze sind mit hohen Kosten verbunden.

Die Reparaturkosten für OWEA wurden bereits im [Endbericht des Fraunhofer IWES](#) je nach Art des Ausfalls eines Systems mit einmaligen Kosten berücksichtigt. Dabei wurden die durchschnittlichen jährlichen Fehlerraten der einzelnen Systeme einer Windturbine auf die verschiedenen Ausfallarten aufgeteilt. Aus der Tabelle ergibt sich die Angabe der durchschnittlichen jährlichen Fehlerraten der Systeme. Der Wert 0,5 bedeutet, dass dieses System statistisch alle zwei Jahre ausfällt.

Im Einzelnen:

1. Major Replacement: (Großer Austausch) Erfasst O&M-Tätigkeiten (Betriebs- und Wartungskosten), die preislich in einer Kategorie größer 10.000 Euro lagen.
2. Major Repair: (Große Reparatur) Erfasste O&M-Tätigkeiten, die preislich zwischen 1.000 und 10.000 Euro kategorisiert werden konnten.
3. Minor Repair: (Kleine Reparatur): Erfasste O&M-Tätigkeiten, die preislich unter 1.000 Euro lagen.

Tabelle 4.9: Jährlich durchschnittliche Fehlerraten (nach (Carroll et al. 2016)).

Komponente	Major replacement	Major repair	Minor repair	No cost data
Pitch / Hydraulic	0,001	0,179	0,824	0,072
Other Components	0,001	0,042	0,812	0,15
Generator	0,095	0,321	0,485	0,098
Blades	0,001	0,01	0,456	0,053
Electrical Components	0,002	0,016	0,358	0,059
Contactors / Circuit Breaker / Relay	0,002	0,054	0,326	0,048
Power Supply / Converter	0,005	0,081	0,076	0,018
Controls	0,001	0,054	0,355	0,018
Yaw System	0,001	0,006	0,162	0,02
Tower / Foundation	0	0,089	0,092	0,004

Kleinere Reparaturen an der Pitch-Steuerung und Hydraulik kommen beispielsweise beinahe jährlich vor. Größere Reparaturen am Generator sind wohl ungefähr alle drei Jahre zu erwarten.

- › Die Teilnehmenden der AG bestätigen grundsätzlich diesen Eindruck der jährlichen Fehlerraten. Darüber hinaus ist aber darauf hinzuweisen, dass die Datengrundlage des Fraunhofer IWES von 2016 die heutige Kostensituation der OWEA aufgrund der zwischenzeitlichen Anlagenweiterentwicklung **nicht mehr ausreichend abdeckt**. Es kann nur vermutet werden, dass es sich hierbei um die reinen Kosten für Ersatzteile handelt und weitere Aspekte, wie Produktionsausfälle, Arbeitskosten und Logistik nicht berücksichtigt worden sind. **Die jeweiligen tatsächlichen Kosten können nicht konkret beziffert werden, fallen aber nach Einschätzung der Mitglieder der AG Nachnutzung um ein Vielfaches höher aus.**

1.3.1.2 Zuverlässigkeit der Anlagenkomponenten: Produktionsverluste

Darüber hinaus sind Kosten für Turbinenausfälle zu berücksichtigen, die sich auf den Produktionsausfall als direkte Folge eines Fehlers an der OWEA konzentrieren. Die Höhe der Produktionsverluste hängt von einer Reihe von Faktoren ab, u. a. von der voraussichtlichen Stillstandszeit, der Kapazität, der am Standort installierten OWEA, den Einnahmen pro MWh und der zu der Zeit herrschenden Windgeschwindigkeit sowie der Verfügbarkeit von Ersatzteilen, Spezialdienstleistungen und ggf. Großlogistik (Jack-up-Barge / Kabellegern).

1.3.1.3 Strompreis(-prognosen)

Eine weitere Herausforderung bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung stellt sich bei der Frage, inwiefern der wirtschaftliche Weiterbetrieb von OWEA nach Auslaufen der EEG-Förderung sichergestellt werden kann. Dafür kann grundsätzlich eine Abschätzung der Vermarktungsbedingungen relevant sein. Für OWEA mit Inbetriebnahme-Zeitpunkt bis einschließlich 2020 gibt es eine zeitlich beschränkte feste Einspeisevergütung (über 20 Jahre). Für OWEA mit dem Inbetriebnahme-Zeitpunkt ab 2021 erfolgt die Förderung (falls beansprucht) durch die gleitende Marktprämie basierend auf dem Zuschlagswert in der jeweiligen Ausschreibung und den erzielten Marktwerten (Strombörsenpreis).

Alternativ zur Vergütung durch ein festes Fördermodell oder der Direktvermarktung an der Strombörse, inkl. Erhalt der gleitenden Marktprämie, ist es auch möglich, den Strom am Strommarkt ohne Inanspruchnahme von der Förderzahlung zu verkaufen (sog. sonstige Direktvermarktung).

Der Endbericht des Fraunhofer IWES zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs stark vom Strompreis abhängt, der nach einem Auslaufen der EEG-Vergütung erzielt werden kann. Vorabsimulationen mit historischen Strompreiszeitreihen haben gezeigt, dass in einem solchen Szenario keine Wirtschaftlichkeit nach Auslauf der EEG-Förderung gegeben ist. Nach Einschätzung des Fraunhofer IWES machen nur Strompreisprognosen mit kontinuierlich steigenden Strompreisen einen Weiterbetrieb von OWEA um bis zu zehn Jahre wirtschaftlich attraktiv.

- › Aufgrund dieser Annahme kann es nach Ansicht der AG „Nachnutzung Offshore“ betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, eine OWEA im Schadensfall von Großkomponenten gegen Ende der Laufzeit nicht mehr zu reparieren, dahingegen den (restlichen) OWP aber mit reduzierter Anlagenzahl und Leistung weiterzubetreiben.

1.3.2 Nachlaufeffekte von Windparks

Äußerst relevant für die Frage eines wirtschaftlichen Betriebs von OWEA sind darüber hinaus sog. Nachlaufeffekte von OWPs. Als Nachlauf wird der hinter der Rotorfläche befindliche Bereich mit Windverschattung („Wake-Effekte“) bezeichnet. Aufgrund des Impulsentzugs aus der Strömung (Reduktion der Windgeschwindigkeit hinter der OWEA) weist dieser Bereich eine reduzierte Windgeschwindigkeit und durch die Vermischung des Rotors einen erhöhten Grad an Turbulenzen auf. Bei bestimmten Windrichtungen- und Geschwindigkeiten und dichten Abständen zwischen den Anlagen können die Nachlaufverluste bis zu 30 Prozent betragen – sowohl an Onshore- als auch an Offshore-Standorten. Ein optimiertes Layout für einen typischen OWP kann jedoch nach Einschätzung des Fraunhofer IWES dafür sorgen, dass die Nachlaufverluste insgesamt im Bereich von zehn Prozent oder weniger des potenziellen Jahresenergieertrags liegen könnten. Diese Nachlaufeffekte sind daher einer der Hauptfaktoren, die Gutachter/innen und Wissenschaftler/innen in Betracht ziehen, wenn sie den zukünftig zu erwartenden Ertrag eines geplanten OWPs berechnen. Durch die

höheren Umgebungsturbulenzen in der Anströmung und der damit einhergehende Durchmischung sind Onshore-Nachlaufverluste üblicherweise weniger stark ausgeprägt als im Offshore-Bereich. Das Windgeschwindigkeitsdefizit hinter dem Rotor kann hier schnell reduziert werden. Über dem Meer führt die ebenere Oberfläche zu einer konstanteren Windgeschwindigkeitsverteilung mit der Höhe und damit einer beträchtlich weniger turbulenten Windressource als an Onshore-Standorten. Hieraus folgt, dass Offshore-Nachlaufeffekte langlebiger sind und sich typischerweise über größere Entfernungen erstrecken können.

Je nach Lage des Bestandswindparks stellen Nachlaufeffekte eine signifikante Einflussgröße des Jahresertrags dar. Während im Jahr 2022 durch Nachlaufeffekte eine Reduktion des Jahresertrags in Höhe von ca. sieben bis 31,5 Prozent für unterschiedliche Bestandswindparks beobachtet werden konnte, ist im Jahr 2031 unter Berücksichtigung geplanter Zubau-Szenarien für wenige Bestandswindparks mit Nachlaufeffekten von bis zu 50 Prozent zu rechnen. Hierbei sind stark variierende Effekte zu beobachten. Während manche Bestandswindparks nur geringfügig vom Zubau betroffen sind, werden andere Flächen mit einer Verdopplung der Nachlaufeffekte konfrontiert sein. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Zubausituation insbesondere durch angrenzende Nachbarländer, wie die Niederlande, erheblichen Einfluss auf die Nachlaufeffekte deutscher OWEA haben und der zu erwartende Jahresertrag abnehmen kann.

1.4 Ökologie: Verbesserte CO₂-Bilanz

Die Möglichkeit des Weiterbetriebs einer OWEA kann sich positiv auf die CO₂-Bilanz auswirken. 90 Prozent des CO₂-Ausstoßes entstehen in der Regel während des Baus und der Errichtung einer OWEA, lediglich zehn Prozent entstehen während des Betriebs. Exemplarisch kann bei einem neuen OWP der aktuellen Generation bei einer Betriebsdauer von 25 Jahren von einer CO₂-Bilanz von ~11g CO₂/kWh ausgegangen werden, bei 30 Jahren von ~9g CO₂/kWh und bei 35 Jahren von ~8g CO₂/kWh.⁷

- › Nach Einschätzung der AG „Nachnutzung Offshore“ kann die CO₂-Bilanz unter Umständen sogar noch besser ausfallen, wenn der Recycling-Prozess am Ende der Laufzeit der OWEA bei der Kalkulation mitberücksichtigt wird.

1.5 Offene Fragen (Flächen / Flächenverfügbarkeit / Potenziale)

In der deutschen Nord- und Ostsee sind aktuell 29 OWP in Betrieb. Die Inbetriebnahme erfolgte zu unterschiedlichen Zeitpunkten, beginnend mit Alpha Ventus im Jahr 2010. Vor diesem Hintergrund

⁷ Die angegebenen Werte sind als Orientierung zu verstehen und abhängig von diversen Parametern wie bspw. exakter Konfiguration, Größe und Anzahl der Anlagen, Entfernung zur Küste und Wassertiefe.

geht es unter Berücksichtigung der Überlegungen des BSH zum Thema Nachnutzung darum, welche Flächen nach dem Ende der Betriebszeit gegebenenfalls unter zeitlicher Angleichung verschiedener Betriebszeiten aufgrund der geografischen Lage grundsätzlich zu leistungsfähigen zwei Gigawatt Flächen zusammengelegt werden könnten. Erkenntnisgewinne kann es auch geben, wenn die bestehenden Cluster, die von Größe und Lage in etwa den künftigen zwei-GW-Flächen (Nettoeinspeiseleistung) und dem neu zu planenden Netzanschluss entsprechen, in unterschiedlichen Hypothesen und Szenarien zum Weiterbetrieb modelliert werden. Zusätzlich sollten auch volkswirtschaftliche Einflüsse, wie beispielsweise steigende Netzkosten aufgrund neuer Anschlüsse, CO₂-Lifecycle-Impact, Verschattungsaspekte sowie eine Entzerrung der Bautätigkeiten in der Nordsee insgesamt für eine bessere Umweltverträglichkeit in die Modellierung einbezogen werden. Auch das Risiko einer Nichterreichung der nationalen Ausbauziele beispielsweise aufgrund von Schwierigkeiten in den Lieferketten, Verfügbarkeit von neuen Netzanbindungssystemen oder bei unzureichenden logistischen Versorgungsmöglichkeiten (z. B. Schiffsverfügbarkeiten), sollte betrachtet werden.

- › Der BDEW erwägt gemeinsam mit der Offshore Branche die Beauftragungen eines Gutachtens mit dem Ziel, praxisgerechte Vorschläge für die Frage des Weiterbetriebs von bestehenden Windenergieanlagen auf See sowie der dazugehörigen Netzanbindung zu machen. Dabei sollen Vorteile und Nachteile des Weiterbetriebs von OWPs und ONAS im Vergleich zur direkten Nachnutzung anhand eines Beispielclusters wissenschaftlich untersucht werden, siehe oben.

2 Weiterbetrieb Offshore-Netzanbindungssysteme

2.1 Regulatorik

Neben dem möglichen Weiterbetrieb von OWEA ist auch an den dafür erforderlichen Weiterbetrieb der ONAS zu denken. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthält Entschädigungsregelungen bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von OWEA sowie im Fall von betriebsbedingten Wartungsarbeiten an der Netzanbindung.

2.1.1 Entschädigungszahlungen bei Störungen oder Verzögerung gem. § 17e EnWG

[§ 17e Abs. 1 EnWG](#) dient der Sicherstellung einer ausreichenden wirtschaftlichen Planungssicherheit für Betreiber einer OWEA sowie der Unterstützung des Offshore-Windenergieausbaus. Aufgrund dessen hat der Gesetzgeber in § 17e Abs. 1 EnWG eine verschuldensunabhängige Entschädigung des OWP-Betreibers eingeführt. Diese greift dann, wenn die Netzanbindung für länger als zehn aufeinanderfolgende Tage oder an mehr als 18 Tagen im Kalenderjahr gestört (sog. zeitlicher Selbstbehalt) und deshalb die Einspeisung einer betriebsbereiten Windenergieanlage nicht möglich ist. Der Betreiber einer OWEA kann folglich ab dem 11. bzw. 19. Tag der Störung vom

anbindungsverpflichteten ÜNB eine Entschädigung verlangen. Dabei muss es sich um eine dauerhafte Störung über die gesamte Dauer handeln. Einzelne Störungen hingegen genügen nicht. Führt der ÜNB die Störung vorsätzlich herbei, steht dem Anlagenbetreiber nach Satz 4 bereits ab dem ersten Tag der Störung der Entschädigungsanspruch zu.

Die Störung beginnt mit dem Zeitpunkt, in dem der erzeugte Strom ganz oder teilweise nicht mehr über die Anbindungsleitung zum Netzverknüpfungspunkt an Land abgeführt werden kann.⁸ Die Störung muss grundsätzlich ganztägig (also von 0 bis 24 Uhr) des jeweiligen Tages vorgelegen haben. Was unter Betriebsbereitschaft zu verstehen ist, wird nicht ausdrücklich durch das Gesetz geregelt. Der Leitfaden der BNetzA führt hierzu aus, dass der Entschädigungsanspruch nicht besteht, sofern die Einspeisung aus anderen als in § 17e EnWG genannten Gründen nicht möglich ist.⁹ Dies ist sachgerecht, da der Entschädigungsanspruch in den Fällen nicht greifen sollte, die im Verantwortungsbereich des Betreibers der OWEA liegen (z. B. bei einer Wartung oder bei Starkwind¹⁰). Die Störung beginnt allerdings nur dann, wenn die OWEA zu diesem Zeitpunkt auch zur Einspeisung bereit ist, weil der Entschädigungsanspruch nur für betriebsbereite OWEA greift. Wenn also die OWEA selbst gestört ist und gleichzeitig eine Störung an der Anbindungsleitung auftritt, beginnt die Frist noch nicht zu laufen. Die Frist beginnt in diesem Fall erst dann zu laufen, wenn die OWEA wieder betriebsbereit ist. Dementsprechend endet die Störung, wenn eine Übertragung von Strom wieder möglich ist. Die Entschädigungshöhe beträgt 90 Prozent des nach § 19 EEG im Fall der Direktvermarktung bestehenden Zahlungsanspruchs abzüglich 0,4 Cent pro Kilowattstunde, da in diesen Fällen keine Direktvermarktung erfolgt.

2.1.2 Entschädigungen im Fall von Wartungsarbeiten § 17e Abs. 3 EnWG

Darüber hinaus regelt [§ 17e Abs. 3 EnWG](#) die Entschädigung im Fall von Wartungsarbeiten an der Netzanbindung. Nach § 17e Abs. 3 Satz 1 EnWG besteht der Entschädigungsanspruch des Betreibers einer Windenergieanlage auf See, wenn eine betriebsbereite Windenergieanlage an mehr als zehn Tagen im Kalenderjahr wegen betriebsbedingten Wartungsarbeiten an der Netzanbindung nicht einspeisen kann. Die Entschädigungshöhe richtet sich nach § 17e Absatz 1 Satz 1 EnWG, sodass auf die obigen Ausführungen verwiesen wird. Bei der Berechnung der Frist ist aber § 17e Absatz 1 Satz 2 EnWG zu berücksichtigen. Demnach wird bei der Berechnung der Ausfallzeiten nicht mehr oben auf volle Tage, sondern auf volle Stunden abgestellt, die addiert werden können. Dies

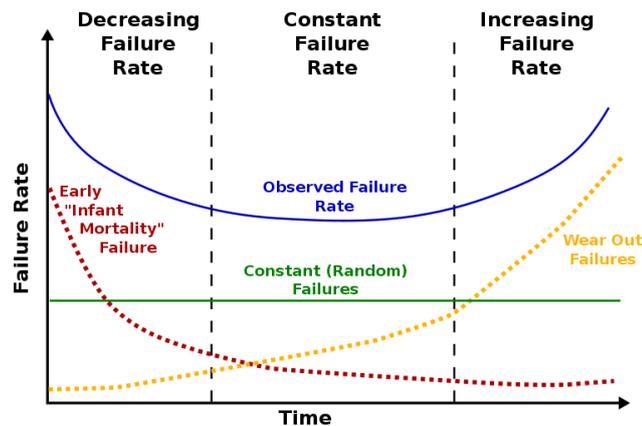
⁸ [Vgl. BNetzA, Leitfaden zur Ermittlung einer umlagefähigen Entschädigung bei Störung, Verzögerung der Wartung der Netzanbindung von Offshore-Anlagen, Oktober 2013, 5.](#)

⁹ [Vgl. BNetzA, Leitfaden zur Ermittlung einer umlagefähigen Entschädigung bei Störung, Verzögerung der Wartung der Netzanbindung von Offshore-Anlagen, Oktober 2013, 4.](#)

¹⁰ Vgl. Entwurf eines dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften - [Drs. 17/10754, 26.](#)

ist eine Abweichung der Regelungen in § 17e Absatz 1 und Absatz 2 EnWG und stellt den Anlagenbetreiber insoweit besser, da der zeitliche Selbstbehalt schneller überschritten werden kann, als wenn für die Wartung nur volle Ausfalltage gezählt werden. Hinsichtlich des Beginns und des Endes der Wartung ist auf den [Leitfaden der BNetzA](#) abzustellen. Demnach beginnt die Wartung, wenn der technische Verknüpfungspunkt zu Zwecken der Wartung der Netzanbindung ganz oder teilweise ausgeschaltet wird. Die Wartung ist beendet, wenn die technische Betriebsbereitschaft der Netzanbindung wiederhergestellt worden ist. Hierbei kommt es wie bei § 17e Absatz 1 EnWG auf die Möglichkeit zur Einspeisung an, die in der Regel vorliegt, wenn die Netzanbindung wieder eingeschaltet ist.

Die dargestellte Regulatorik gilt nur für Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibung nach dem WindseeG bezuschlagt worden sind. Die Darstellung ist deshalb wichtig, da mit der Frage eines möglichen Weiterbetriebs von OWEA auch die dazugehörigen Netzanbindungskomponenten über die ursprüngliche Entwurfslebensdauer hinaus beansprucht werden. Aufgrund des sog. „Badewanneneffekts“ ist bei technischen Komponenten jeweils am Anfang (frühe Ausfälle, sog. Kinderkrankheiten) und am Ende (Alterserscheinungen) der Entwurfslebensdauer mit einer erhöhten Störungsrate zu rechnen (siehe nachfolgende Darstellung).



Ausfallverteilung am Beispiel des Badewanneneffekts¹¹

Die Badewannenkurve beschreibt beispielsweise die Zuverlässigkeit von technischen Komponenten im Zeitverlauf und ist in drei verschiedene Phasen unterteilt.

- Der erste Teil ist gekennzeichnet durch eine abnehmende Störungsrate, bekannt als frühe Ausfälle. In dieser Phase kann es zu Ausfällen aufgrund von grundlegenden Problemen bei

¹¹ Siehe: [Ausfallverteilung am Beispiel des Badewanneneffekts](#).

- der Konstruktion, mangelnder Qualitätskontrolle, Fehlern bei der Installation, Herstellungsfehlern und ungeeigneten Komponenten kommen.
- Im zweiten Teil ist eine konstante Störungsrate charakteristisch, bekannt als Zufallsausfälle. Während der gesamten Nutzungsdauer ist die Ausfallrate niedrig und konstant. Die Ausfälle sind zufällig und können auf menschliches Versagen, Überbeanspruchung oder Überlastung und zufällige Pannen zurückzuführen sein.
 - Der dritte Teil beinhaltet eine zunehmende Störungsrate, bekannt als Alterserscheinungen. In diesem Stadium kann es zu Ausfällen aufgrund von Verschleiß, schlechter oder mangelnder Wartung kommen. Die Reparaturen werden teurer und die Sicherheitsrisiken steigen.
- › Die Mitglieder der Arbeitsgruppe sind der Ansicht, dass den beschriebenen Alterserscheinungen bei einem möglichen Weiterbetrieb von OWEA und ONAS sowie den dadurch steigenden Störanfälligkeiten der Anlagen durch geänderte oder angepasste Instandhaltungsstrategien begegnet werden könnte. Entscheidend ist jedoch, eine möglichst frühzeitige Festlegung der Weiterbetriebsdauer.
- › Durch den Weiterbetrieb von OWEA und ONAS über 25 Jahre hinaus erhöht sich zweifellos die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen der Netzanbindungssysteme. Damit kann die Verfügbarkeit zur Energieübertragung abnehmen. Die ÜNB sehen hier die Notwendigkeit, die regulatorischen Rahmenbedingungen für einen etwaigen Weiterbetrieb anzupassen, um die ÜNB nicht unverhältnismäßig zu belasten. Nach Einschätzung des BDEW kann dies beispielsweise durch eine Erhöhung der Nichtverfügbarkeitstage erreicht werden, unter Verweis auf den zunehmenden Alterungsprozess und dessen zeitabhängige Entwicklung (Badewannenkurve). Vorzugswürdig erscheint aber die Einführung eines Novellierungskontos, das auch einen Ausgleich zwischen den Jahren ermöglichen könnte.
- › Ferner regt der BDEW an, dass der Gesetzgeber eine Regelung schaffen sollte, um im Fall eines Weiterbetriebs das Kostenrisiko des ÜNB als auch des OWP-Betreibers (Kompensationszahlungen, etc.) auszugleichen, sofern nach dem Ausfall bestimmter kritischer Systemkomponenten, wie z. B. Kabeln, eine Betriebswiederaufnahme des ONAS volkswirtschaftlich nicht mehr als sinnvoll eingestuft wird.
- › Darüber hinaus regt der BDEW an, bei einer Störung der Netzanbindung gem. § 17e Abs. 1 EnWG im Falle des Weiterbetriebs den nicht erstattungsfähigen Eigenanteil der ÜNB bei einer fahrlässigen Verursachung der oben genannten Störung i. S. d. § [17f Abs. 2 Nr. 2 EnWG](#) zu streichen.
- › Wenn OWP nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen und entsprechend keinen Anspruch mehr auf eine Marktprämie haben, werden diese Parks keine Entschädigungszahlungen bei Störungen gem. § 17e EnWG erhalten. Andererseits sind die OWP-Betreiber sogar zur Zahlung der

0,4 ct/kWh (siehe 2.1) verpflichtet. Der Weiterbetrieb eines OWP ist unter Umständen mit größeren Investitionen verbunden. Vor dem Hintergrund der erwartbaren positiven Effekte eines Weiterbetriebs sollten auch im Bereich des Entschädigungsregimes Anreize für einen Weiterbetrieb geschaffen werden. So könnte beispielsweise die Marktprämie bis zum Ende der Lebensdauer als Entschädigungsgrundlage fortgeschrieben werden.

2.1.2.1 Schaffung eines rechtlichen Rahmens mit Anreizen für einen Weiterbetrieb

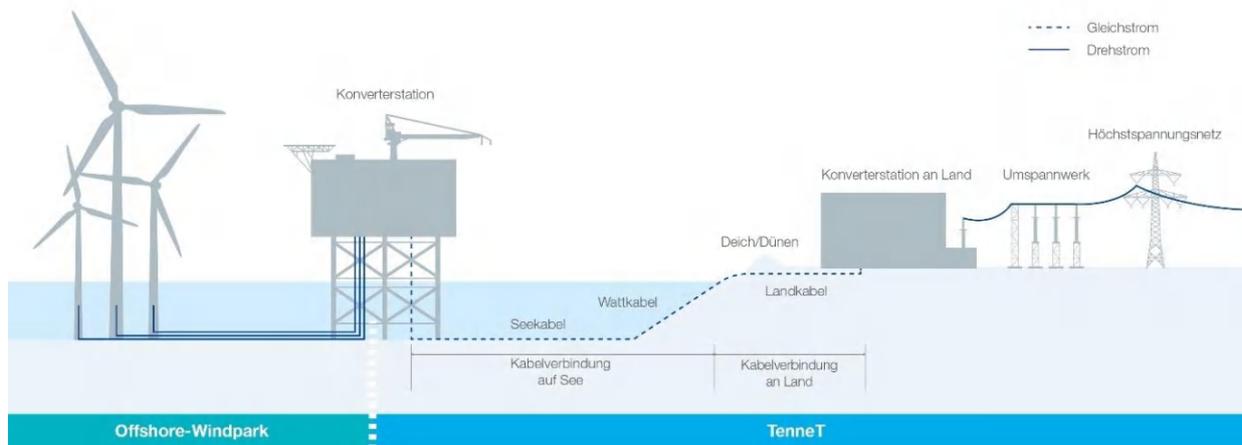
Im Rahmen der Diskussion ergab sich, dass aus Sicht der ÜNB für die Instandhaltung der Netzanbindungskomponenten und für den Weiterbetrieb über die ursprüngliche Genehmigungsdauer hinaus ähnliche finanzielle Anreize geschaffen werden sollten wie für eine etwaige Neuinvestition. Unter der aktuellen Regulierung ist der Weiterbetrieb der ONAS für die ÜNB finanziell deutlich nachteilig gegenüber Neuinvestitionen. Falls eine verlängerte Nutzungsdauer der Netzanbindung als gesamtwirtschaftlich sinnvoll bewertet wird, dann sollte sich dies in regulatorischen Anreizen für die ÜNB für einen Weiterbetrieb widerspiegeln. Wie eine solche veränderte Anreizregulierung aussehen könnte, ist von der AG nicht betrachtet worden.

2.1.2.2 Rechts- und Planungssicherheit für Windenergieanlagen und Netze

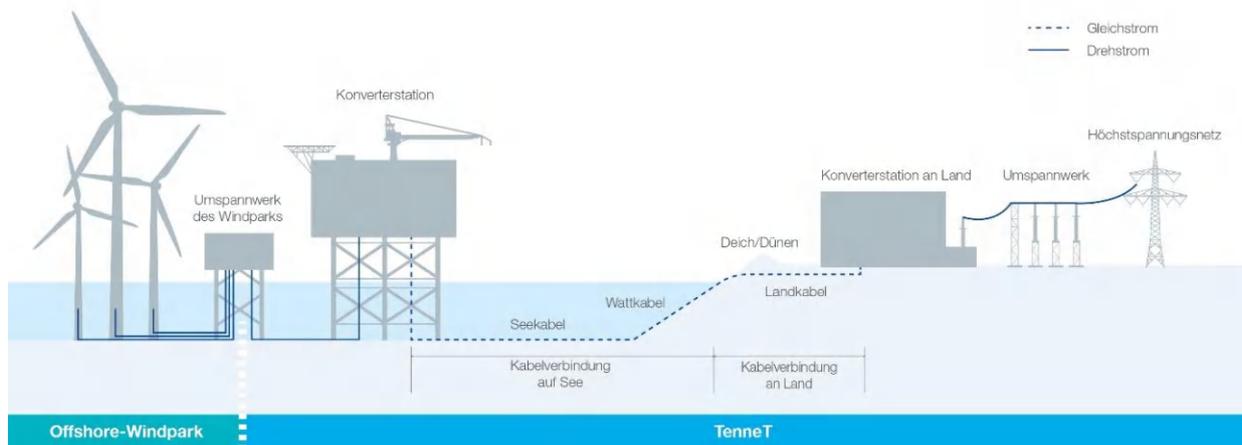
Für die Planungen der ÜNB ist es entscheidend, rechtzeitig über einen Weiterbetrieb eines OWP informiert zu werden. Planung und Errichtung einer neuen Netzanbindung nehmen nach aktueller Einschätzung der Branche einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren in Anspruch. Ob also ein momentan in Betrieb befindlicher ONAS und die angeschlossenen OWP durch Neuinvestitionen ersetzt werden oder weiter betrieben werden, muss mindestens zehn Jahre vor dem geplanten Inbetriebnahmedatum der Neuinvestitionen entschieden sein. Eine zu späte Entscheidung gegen einen Weiterbetrieb ließe nicht ausreichend Zeit, die Neuinvestitionen für die nachfolgende Nutzung der betreffenden Flächen zu realisieren.

ONAS der ÜNB werden entweder über die Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) oder für größere Übertragungsstrecken durch die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) realisiert.

Für die Übertragung erzeugter Energie ist in jedem Fall mindestens eine Plattform und mindestens ein Kabelsystem bestehend aus zwei-drei (DC) oder drei (AV) Kabeln sowie abhängig von der jeweiligen Übertragungsform weitere elektrotechnische Komponenten auf den Plattformen und an Land erforderlich. Besonderheiten ergeben sich in der Ostsee. Die ÜNB-Assets bei Baltic 1 und Baltic 2 befinden sich auf den Plattformen des OWP-Betreibers EnBW und bei den Projekten Ostwind 1 und Ostwind 2 gibt es vier Plattformen, die jeweils mit dem OWP-Betreiber geteilt werden.



Schematische Darstellung eines Direktanschluss-HVDC-ONAS: BorWin 6 von TenneT¹²



Schematische Darstellung eines HVDC-ONAS mit OWP-Substation: DolWin1 von TenneT ¹³

Abhängig von der jeweils betroffenen Kernkomponente kann es zu unterschiedlichen Alterungsprozessen kommen. Vor allen Dingen bei Transformatoren und Umrichtern/Gleichrichtern kommt es durch thermische Längenkontraktionen zu einer Alterung der Halbleiterelemente. Einige Halbleiterelemente sind im Rahmen von Wartungskampagnen austauschbar. Unbedingt zu beachten ist, dass bei im sogenannten Mutter-Tochter-Konzept betriebenen Plattformen wesentliche Anlagenteile wie z.B. das Helikopterlandedeck nur auf der Mutterplattform vorhanden sind. Die sich

¹² Siehe: <https://www.tennet.eu/de/projekte/borwin6>.

¹³ Siehe: <https://www.tennet.eu/de/projekte/dolwin1>.

ergebenden Abhängigkeiten müssen beim Rückbau bzw. der Nachnutzung einer der beiden Plattformen im Mutter-Tochter-Konzept berücksichtigt werden.

Bei der Betrachtung der Betriebszeiten der Kabel ist grundsätzlich zwischen betrieblichen und Umwelteinflüssen zu differenzieren. Zu den betrieblichen Einflüssen zählen mechanische Belastungen des Kabels durch Kontraktion sowie Belastungen der Muffen-Verbindungen und Endverschlüsse durch Spannungsspitzen. Schäden durch Dritte (Fischerei, Anker, Schiffskontakt) sowie Herstellungsfehler bzw. Designfehler und fehlerhafte Verlegung sind nach Ansicht der AG „Nachnutzung Offshore“ nicht besonders praxisrelevant.

- › Für die Betrachtung der Betriebszeiten der Kabelstrecken kann grundsätzlich anhand des Kabeltyps in Zusammenarbeit mit den Kabel-Herstellern die Design-Lebensdauer festgestellt werden. Für die Einschätzung der tatsächlich möglichen Lebensdauer sind darüber hinaus weitergehende Daten wie die Verlegeart sowie die bisherige thermische bzw. elektrische Belastung relevant.
- › Eine konkrete Einschätzung der Lebensdauer der verbauten Offshore-Kabel, kann aus Sicht der Netzbetreiber derzeit (noch) nicht verlässlich abgegeben werden. Unter Umständen können individuelle Betrachtungen erforderlich werden. In der Praxis zeigt ein Beispiel aus Großbritannien bei einer Kabelverlegung auf dem Seeboden, dass eine Verlängerung der Betriebszeiten von bis zu zehn Jahren möglich ist.¹⁴ Da die Verlegung der Offshore-Kabel in der deutschen Nord- und Ostsee durch Einspülen ins Sediment unterirdisch erfolgt, kann aufgrund geringerer äußerer Belastungen möglicherweise erst recht eine Verlängerung der Betriebszeiten von Offshore-Kabeln möglich sein.¹⁵

Zusammenfassend zeigt sich aus Sicht des BDEW, dass grundsätzlich bei vielen Komponenten das technische Potenzial zur Weiternutzung besteht. Daraus ergibt sich grundsätzlich die Möglichkeit, das Übertragungssystem als Ganzes für eine verfügbare Restlebensdauer weiterzuverwenden.

- › Nach Ansicht des BDEW sollte für alle wesentlichen Komponenten innerhalb des Übertragungssystems eine (individuelle) Betrachtung der Restlebensdauer erfolgen, um sicherzustellen, dass für die jeweiligen Komponenten auch planbar ausreichend Lebensdauer zur Verfügung stehen.
- › Daneben ergeben sich Herausforderungen hinsichtlich der Betriebslebensdauer weiterer Komponenten, wie z.B. Plattformen, Halbleitern/Transistoren, und deren Struktur. Hinsichtlich der Berechnung der Lebensdauer verschiedener Komponenten gibt es keinen einheitlichen

¹⁴ Vgl. [Dinmohammadi et al. 2019, Predicting Damage and Life Expectancy of Subsea Power Cables in Offshore Renewable Energy Applications, 2019](#)

¹⁵ Vgl. [Dörenkämper et al. 2023, Endbericht: Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen, S. 253f.](#)

Standard. Hierfür stellen die Übertragungsnetzbetreiber in Aussicht, mit den Herstellern in den Austausch zu treten, um weitere Informationen insbesondere zur Verlängerung der jeweiligen Design-Lebensdauer der Komponenten zu erhalten.

Im Endbericht des Fraunhofer IWES¹⁶ wurden an der Schnittstelle zwischen OWPs und ONAS vier nachfolgende Szenarien vorgestellt, die die Arbeitsgruppenmitglieder diskutiert, bewertet und schließlich als unpraktikabel verworfen haben:

2.1.3 Betrieb eines alten Übertragungssystems an einem neuen Windpark

Bei diesem Szenario wird ein altes Übertragungssystem an einem neuen OWP weiterbetrieben. Dies habe den Vorteil, dass die Kabelstrecke weitergenutzt werden und sich dadurch Kostenvorteile ergeben könnten. Nachteilig zu bewerten sei aber, dass die Spannungsebene und Leistungskapazität des vorausgegangenen OWPs beibehalten werden müsse, da diese ohne Anpassung des Netzanbindungssystems nicht erhöht werden könne.

- › Die AG „Nachnutzung Offshore“ hält dieses Szenario praktisch nicht für relevant, da insbesondere eine Anpassung der Spannungsebene nicht ohne erheblichen baulichen Aufwand möglich ist. Mithin kommt es bei diesem Szenario zu einer Vermischung von Komponenten unterschiedlichen Alters und wahrscheinlich deutlich unterschiedlicher Restlebensdauer von OWP und Netzanbindung. Das macht die Bewertung der Komponenten als auch das Monitoring der verschiedenen Alterungsprozesse unübersichtlich. Die Ausfallwahrscheinlichkeit älterer Komponenten der ONAS wird wahrscheinlich erhöht sein, wodurch sich die Verfügbarkeit für die Einspeisung durch den OWP im Zweifel reduzieren wird.

2.1.4 Übergangslösung beim Errichten eines neuen Windparks

Bei diesem Szenario könne das Anbindungssystem übergangsweise bis zur Fertigstellung des neuen Anbindungssystems weiterbetrieben werden, wobei ggf. eine Anpassung der Spannungsebene erforderlich sei. Sofern der neue angeschlossene OWP eine höhere Leistungsklasse hat, müsse dieser zunächst mit einer geringeren Leistung betrieben werden. Einsparpotential ergebe sich aus der Möglichkeit, den OWP vor Fertigstellung des Übertragungssystems in Betrieb zu nehmen, wodurch einerseits mit der frühzeitigen Inbetriebnahme als auch mit flexiblerer Ressourcenplanung Einsparungen erzielt werden könnten.

¹⁶ [Dörenkämper et al. 2023, Endbericht: Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen, S 254 ff.](#)

- › Die AG „Nachnutzung“ hält dieses Szenario für nicht relevant. Insbesondere ergeben sich Herausforderungen bezüglich der Spannungsebene, Kabelentfernung und- einzug sowie dem Probebetrieb.

2.1.5 Vermaschung mit anderen Anbindungssystemen

Bei diesem Szenario könne bei ausreichender Restlebensdauer ein vorhandenes Anbindungssystem mit anderen Anbindungssystemen vermascht werden. Einsparungen seien davon abhängig, wie das Übertragungssystem an die vermaschten Systeme angepasst werden müsste. Es sei davon auszugehen, dass neue Übertragungssysteme mit einer höheren Spannung betrieben werden - daher müssten die Transformatoren getauscht werden, um die Spannungsebene auf die im Anbindungssystem verwendete Spannung anzupassen.

- › Die Arbeitsgruppenmitglieder halten dieses Szenario ebenfalls für nicht praktikabel. Insbesondere die technische Umsetzung ist aufwändig und deshalb wenig sinnvoll. Darüber hinaus ist bereits zukünftig eine nationale/internationale Vermaschung geplant.

2.1.6 Redundantes Fallbacksystem

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit sei die Verwendung des vorhandenen Anbindungssystems als redundantes Fallbacksystem. Dabei werde das bestehende Anbindungssystem Stand-by gehalten. Bei einem teilweisem oder komplettem Ausfall des neuen Hauptanbindungssystems erlaube dies den Weiterbetrieb des neuen angeschlossenen OWPs, ggf. mit reduzierter Leistung.

- › Die AG „Nachnutzung Offshore“ hält dieses Szenario für nicht relevant. Insbesondere ist zu bedenken, dass für die Aufrechterhaltung des Modus „Stand-by“ für ein Anbindungssystem mit weiteren Kosten zu rechnen ist, die in keinem sinnvollen Verhältnis zur Ausfallwahrscheinlichkeit und einer potenziellen Nutzungsmöglichkeit im Fall des Weiterbetriebs stehen. Mithin kann ein Weiterbetrieb eines Parks in einem solchen Fall voraussichtlich nur mit reduzierter Leistung erfolgen, da potenziell neue Windparkflächen 2-GW-Leistung haben werden.

3 Repowering von Offshore-Windparks

Die AG „Nachnutzung Offshore“ versteht unter dem Begriff ‚Repowering‘ nach aktuellem Stand der Rechtslage den vollständigen/teilweisen Austausch von Anlagen oder Betriebssystemen und Geräten einer bestehenden WEA auf See zur Steigerung der Effizienz oder der Kapazität der Anlage.¹⁷ Dabei ist die Errichtung weiterer Gründungsstrukturen ausgeschlossen. Darüber hinaus verstehen

¹⁷ Vgl. auch die Legaldefinition in [§ 89 WindSeeG](#).

die AG-Mitglieder das Thema „Repowering“ anlagenbezogen, das Thema „Nachnutzung“ hingegen flächenbezogen.

3.1 Regulatorik

3.1.1 Beibehaltung oder Erhöhung der Windparkleistung durch Repowering

Im Rahmen der Diskussionen zu den Potentialen des Repowerings kann über eine Beibehaltung oder eine Erhöhung der OWP-Leistung nachgedacht werden. Dabei stellt sich die Frage, inwiefern bestehende und bereits verbaute Netzanbindungsinfrastruktur überhaupt zusätzliche Kapazitäten bereitstellen können, um mehr elektrischen Strom durch (bestehende) Netzleitungen zu transportieren.

- › Aus Sicht der ÜNB wird bei neuen OWPs das sog. „overplanting“ des ONAS, verbunden mit einer Erhöhung der OWP-Nennleistung von bis zu zehn Prozent, bereits praktiziert. Sollten bei älteren OWPs über ein Repowering unter Erhöhung der OWP-Leistung nachgedacht werden, müssten die ÜNB zunächst einzelfallbezogene Prüfungen vornehmen, um festzustellen, ob das ONAS für ein „overplanting“ geeignet ist. Darüber hinaus kann auch eine Anhebung der Volllaststunden durch OWEA mit geringerer spezifischer Leistung, d.h. mit größeren Rotoren bei gleicher Nennleistung, erreicht werden. Dabei bleibt die maximal zulässige Leistung der Netzanbindung unverändert, diese könnte aber durch höhere Volllaststunden effektiver ausgelastet werden.

Unter „overplanting“ ist eine sog. Kapazitätsoptimierung zwischen der installierten Erzeugungskapazität und der Übertragungskapazität der Netzanbindung zu verstehen. Die konkrete Höhe des möglichen „overplantings“ ergibt sich aus der installierten Leistung des OWP sowie externer und interner Nachlaufeffekte und ist im konkreten Einzelfall individuell zu betrachten.

3.1.2 2 K-Kriterium

Eine Erhöhung der OWP-Leistung durch ein Repowering kann zu einer höheren Auslastung des ONAS im Jahresverlauf führen, wodurch insbesondere die Seekabel möglicherweise über das derzeit regulatorisch zulässige Maß hinaus erwärmt werden könnten. Die Auslegung von Kabeln (u. a. Leitermaterial und -querschnitt) sowie die Verlegetiefe wird in Deutschland insbesondere durch das sog. 2 K-Kriterium (§ 17d Abs. 1b EnWG) beeinflusst.

Gemäß [§ 17d Abs. 1b EnWG](#) soll der Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen in der Regel nicht dazu führen, dass sich in der AWZ oder im Küstenmeer der Nord- und Ostsee das Sediment im Abstand von 20 bzw. 30 Zentimetern zur Meeresbodenoberfläche um mehr als zwei Kelvin erwärmt. Eine stärkere Erwärmung ist nur dann zulässig, wenn sie nicht mehr als zehn Tage pro Jahr andauert oder weniger als ein Kilometer Länge der Offshore-Anbindungsleitung betrifft.

Der Flächenentwicklungsplan (FEP) 2023 sieht im Rahmen der Erstentwicklung neu zu errichtender OWPs bereits ein sog. „overplanting“ mit einer Erhöhung der OWP-Leistung von maximal zehn Prozent vor: „Sofern der Umfang der Erhöhung der installierten Leistung einen Anteil von zehn Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität nicht überschreitet, ist durch den bezuschlagten Bieter kein zusätzlicher Nachweis zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums (Planungsgrundsatz 6.4.8) für den Bereich der Anbindungsleitung des ÜNB erforderlich“.¹⁸ Außerdem ist dort auch ein nachträgliches Erhöhen der Leistung geregelt: „Sofern die Erhöhung der Leistung nachträglich ausschließlich über eine Leistungserhöhung der WEA bei gleicher Anlagenanzahl erfolgt und für jede WEA einen Umfang von zehn Prozent der ursprünglich zugelassenen Nennleistung der WEA nicht überschreitet, so ist für die parkinterne Verkabelung kein zusätzlicher Nachweis zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums (Planungsgrundsatz 6.4.8) erforderlich“.¹⁹ In der Begründung für diesen Planungsgrundsatz heißt es dazu einschränkend: „Eine überschießende Einspeisung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus ist jedoch zu keinem Zeitpunkt zulässig. (...) Die Erhöhung der installierten Leistung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus dient dem Ausgleich von elektrischen Verlusten und der Nichtverfügbarkeit einzelner WEA.“²⁰

In der Vergangenheit gab es beim BSH eine sog. 2 K-Arbeitsgruppe, die mittlerweile nicht mehr aktiv ist.²¹ Beim 2 K-Kriterium handelt es sich um einen umweltfachlichen Vorsorgewert, der praktisch dazu führt, dass insbesondere die Netzanbindungen massiver ausgelegt und/oder die Kabel tiefer verlegt werden müssen als ohne dieses Kriterium technisch notwendig.

- › Bei Offshore-Anwendungen in der deutschen Nord- und Ostsee ist stets das 2 K-Kriterium einzuhalten. Diese Anforderung wird für jede Offshore-Netzanbindung separat überprüft. Derzeit sind die Netzanbindungssysteme für OWP so ausgelegt, dass die jeweilige Nennleistung abgedeckt ist. Diese Nennleistungen wird über das Jahresmittel hingegen nur zu Spitzenzeiten erreicht. Bei DC-Anbindungen ist auch der Konverter auf die Nennleistung ausgelegt. Dieser kann nicht ohne Weiteres eine höhere Leistung übertragen, sodass die Optimierungspotenziale in einem solchen Fall überschaubar sind.
- › Der BDEW regt an, das 2 K-Kriterium wissenschaftlich zu überprüfen. Der Vergleich zu den Nachbarländern Niederlande und Dänemark zeigt, dass dort ähnliche Regelungen nicht existieren.

¹⁸ [Vgl. Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee 6.2.2., S. 25 ff.](#)

¹⁹ [Vgl. Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee 6.4.8., S. 84 ff.](#)

²⁰ [Vgl. Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee 6.2.2., S. 78 f.](#)

²¹ [Vgl. Nachweisführung zum 2-K-Kriterium im Küstenmeer, Auszug aus dem Ergebnisprotokoll der Arbeitsgruppe 2-K-Kriterium beim BSH am 2. März 2020, Punkt 6, S.5.](#)

- › Die AG „Nachnutzung Offshore“ stellt fest, dass eine etwaige Anpassung des 2 K-Kriteriums gleich mehrere Vorteile hätte. Neben einer effizienteren Nutzung der Seekabel etwa durch längere Vollastzeiten, könnten ggf. wichtige Ressourcen eingespart werden sowie der Flächenbedarf und die Konkurrenz verschiedener Leitungen untereinander minimiert werden. Um den Umfang dieses Potentials konkret abschätzen zu können, bedarf es jedoch weiterer Untersuchungen.
- › Nach Einschätzung des BDEW haben Überlegungen im Rahmen der Installation der sechs AC-Kabel von Ostwind 1 und Ostwind 2 in der Ostsee ergeben, dass ohne Berücksichtigung des 2-K-Kriteriums mindestens ein Kabel mit einer Länge von ca. 90 Kilometern hätte eingespart werden können.

3.2 Technik

Das Fraunhofer IWES hat in seinem Endbericht das Repowering auch aus Sicht der Elektrotechnik behandelt. Um das ambitionierte Ausbauziel von 30 GW installierter Leistung bis 2030 zu erreichen, könne die Weiternutzung vorhandener Infrastruktur hilfreich sein. Dadurch könnten insbesondere Produktionsengpässe bei Netzkomponenten als auch bei Kabelkorridoren überbrückt werden. Ein Repowering um den Leistungsfaktor 1,4 bis 1,6 sei auf der Windparkseite technisch möglich. Dabei sei die Leistungsabgabe zwangsläufig durch die elektrische Parkverkabelung und die Netzbetriebsmittel limitiert.

3.2.1 Vollständiges Repowering OWP

Unter dem Begriff „vollständiges Repowering“ wird der komplette Rückbau einer bestehenden WEA (inklusive der Tragstruktur) verstanden, um die Errichtung einer neuen WEA zu ermöglichen. Ein denkbare Szenario für ein solch vollständiges Repowering kann nach endgültiger Genehmigungsdauer (ursprüngliche Genehmigungsdauer plus Verlängerungszeit, d.h. max. insgesamt 35 Jahre) sein. Da dann aber voraussichtlich Gründungsstrukturen erneuert werden müssten und dies nach bestehender Regulatorik nicht möglich ist, ist bei einem „idealen“ Repowering-Szenario eine neue Ausschreibung erforderlich (Nachnutzung).

- › Beim vollständigen Repowering ergeben sich aus Sicht des BDEW eine Reihe von Herausforderungen. Eine signifikante Erhöhung (z. B. ab einer Verdoppelung) der Turbinenleistung ist ohne die Einbringung neuer Gründungselemente (z. B. neue Gründung) kaum realisierbar. Zwar gibt es in der Wissenschaft Forschungs-Konzepte zur Gründungsverstärkung. Nach Einschätzung der Arbeitsgruppenmitglieder ist eine Gründungsverstärkung derzeit jedenfalls nicht praktikabel umsetzbar. Nicht auszuschließen ist aber die technologische (Weiter-)Entwicklung, die eine Gründungsverstärkung in Zukunft zwar technisch umsetzbar machen könnte, aller Voraussicht nach wohl aber nicht wirtschaftlich umsetzbar sein wird.

- › Ein vollständiges Repowering (Neuerrichtung einer WEA mitsamt Gründungsstruktur) innerhalb der Genehmigungsdauer ist nach Einschätzung der Mitglieder der AG aufgrund des hohen Kostenaufwands und der beschränkt, verbleibenden (Rest-)Nutzungszeit der Fläche keine wirtschaftlich umsetzbare Alternative.

Sollte sich durch ein Repowering die Leistung des OWPs erhöhen, müssten die Innerparkverkabelungen des OWPs erneuert werden. Werden beispielsweise OWPs mit OWEAs der 4/6 MW-Klasse mit 15 MW-OWEAs gepowert, wird sich i.d.R. das Spannungsniveau von 30 Kilovolt (kV) auf 66 kV erhöhen. Dies erfordert eine entsprechende Anpassung der Parkverkabelung. Auf Seiten der Netze müsste das gesamte Netzanbindungssystem im Hinblick auf die Übertragung einer höheren Leistung untersucht werden. Dabei könnte aus Sicht der Netzbetreiber unter Umständen unter Beibehaltung der Nennleistung der Netzanbindung über veränderbare Betriebsstrategien, wie Spitzenkappungen oder Zwischenspeicherung, nachgedacht werden. Dennoch ist nach derzeitiger Rechtslage eine Erhöhung der über einen gewissen Zeitraum übertragenen Leistung aufgrund des 2 K-Kriteriums nur eingeschränkt möglich.

Der Einsatz von Batteriespeichern ist grundsätzlich möglich. Hinsichtlich der Praktikabilität gehen die OWP-Betreiber davon aus, dass die Investitionsausgaben (CAPEX) aufgrund voraussichtlich geringer Lade- und Entladezyklen in keinem sinnvollen Verhältnis zueinanderstehen. Die Alternative zum Repowering mit einhergehender Erhöhung der OWP-Leistung kann die Reduktion der Anlagenzahl bei gleichzeitiger Beibehaltung der OWP-Leistung sein. Dadurch könnte die Flächennutzung der OWPs optimiert werden. Gleichzeitig könnten unter Umständen existierende Konverterplattformen, HGÜ sowie Hochspannungs-Drehstrom-Übertragungen (HDÜ) bei vorhandener Restlebensdauer weitergenutzt werden.

- › Nach Ansicht der AG „Nachnutzung Offshore“ ist ein vollständiges Repowering derzeit wenig praktikabel, da die Offshore-Flächen nur zeitlich begrenzt vergeben werden und der Anpassungsaufwand für ein vollständiges Repowering unter Umständen vergleichbar ist mit einem Neubau. Für ein solch vollständiges Repowering ist eine deutlich längere Nutzungsdauer erforderlich als die derzeit festgelegten Verlängerungen. Zusätzliche 20-25 Jahre erscheinen in einem solchen Fall sinnvoll.

3.2.2 Partielles Repowering OWP

Unter dem Begriff „partielles Repowering“ verstehen die Mitglieder der AG Nachnutzung den Austausch einer OWEA mit der Verpflichtung der Wiederverwendung der bestehenden Trag- und Gründungsstruktur innerhalb einer bestehenden Genehmigung. Darunter fällt nicht der Tausch einzelner Großkomponenten.

Im Rahmen des partiellen Repowerings ergeben sich ebenfalls diverse Herausforderungen. Zum einen ist die Lebensdauer der verbauten Komponenten innerhalb der OWEA beschränkt. Darüber

hinaus sind Fragen zur Materialverfügbarkeit sowie zur technischen Umsetzung von erheblicher Wichtigkeit. Schließlich ist die Frage entscheidend, inwiefern vor dem Hintergrund der restlichen Genehmigungsdauer nach dem Repowering der Fall des partiellen Repowerings wirtschaftlich abbildbar ist. Die Wiederverwendung von Trag- und Gründungsstrukturen muss immer OWP spezifisch ermittelt werden. Erste Untersuchungen zeigen, dass eine zusätzliche Nutzungsdauer von 20 Jahren möglich sein könnte, sofern eine OWEA ähnlicher Leistungsklasse verwendet wird. Eine restliche Genehmigungsdauer von z.B. zehn Jahren reicht voraussichtlich nicht aus. Auch für das partielle Repowering sind deutlich längere Zeiten erforderlich, z.B. 20-25 Jahre.

- › Darüber hinaus können sich Schwierigkeiten bei der erforderlichen Zertifizierung von Repowering-WEA ergeben. Zertifizierungen sind für alle signifikanten Änderungen an der Tragstruktur sowie der Anlagen verpflichtend. Dafür ist es unabdinglich, detaillierte Designinformationen des Original Equipment Manufacturer (OEMs) zu erhalten. Diese Modelle sind mittlerweile hochkomplex und werden von allen OEMs stark behütet. Normalerweise haben nur der OEM und der Zertifizierer der Anlage Zugriff darauf. Das bedeutet, dass es einen sehr engen Markt für diese Dienstleistungen gibt. Weiterhin kann der Zertifizierer die Daten ohne vorherige Zustimmung des OEMs nicht nutzen. In den meisten Fällen erlauben die OEMs dies nicht. Damit hat der Betreiber einer OWEA fast keine Möglichkeit selbstständig Änderungen durchzuführen, selbst wenn die Gründungen eigenständig entwickelt wurden, da diese nur teilweise Designinformationen erhalten haben.

4 Nachnutzung Offshore-Windparks

Die AG „Nachnutzung Offshore“ versteht unter dem Begriff „Nachnutzung“ den Zeitraum nach dem Auslaufen bzw. nach der Unwirksamkeit der Plangenehmigung/des Planfeststellungsbeschlusses für einen OWP auf See, verbunden mit dem Erfordernis einer erneuten Ausschreibung der Fläche.

4.1 Regulatorik

Im Jahr 2030 sollen mindestens 30 GW, 2035 40 GW und 2045 70 GW Offshore-Wind-Erzeugungsleistung in der AWZ installiert sein. Die Nachnutzung von Gebieten und Flächen wird durch Fortschreibungen in den kommenden Flächenentwicklungsplänen geregelt. Ausweislich des Entwurfs des Flächenentwicklungsplans [FEP 2024](#) kommen die Gebiete N-4 und N-5 für eine Nachnutzung in Betracht. Hinsichtlich der Nachnutzung der oben genannten Flächen gibt es Herausforderungen aufgrund angenommener wichtiger Habitate streng geschützter Arten bzw. Artengruppen. Aus [Anhang 3 des FEP 2023](#) sowie dem Entwurf des [FEP 2024](#) ergibt sich, dass das BSH für die Erreichung der langfristigen Ausbauziele berücksichtigt, dass bedingt durch den zukünftig zu erwartenden Rück- und Neubau von OWPs und ONAS im Zuge einer Nachnutzung von Flächen auf Teilen der Windenergieflächen zeitweise keine Netzeinspeisung möglich sein wird.

Der durchschnittliche Anteil an Flächen, auf welchen keine Einspeisung erfolgen kann, hängt von unterschiedlichen Faktoren ab und kann derzeit noch nicht sicher beziffert werden. Für eine Abschätzung wesentlich sind die Betriebsdauer von OWPS und ONAS sowie der Zeitraum zwischen dem Betriebsende eines alten und der Inbetriebnahme eines neuen OWP. Aktuell geht das BSH davon aus, dass unter der vorläufigen Annahme einer durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit von zehn Prozent der Gesamtfläche mit einem theoretischen Potenzial von etwa 78 GW für die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele erforderlich sein werden. Dies wird bei den aktuell in der Erarbeitung befindlichen Ausbauszenarien für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, berücksichtigt. Eine genauere Einschätzung des Bedarfs an Flächen- und Gebietsfestlegungen wird im Zusammenhang mit der geplanten Klärung offener Fragen zur Nachnutzung im Rahmen der nächsten Fortschreibungen des FEP erwartet.

Darüber hinaus legt der [ROP 2021](#) sog. Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See fest. Diese reichen bisher auch bei hohen Leistungsdichten und unter Berücksichtigung zusätzlicher Windenergiegebiete im Küstenmeer nicht aus, um OWEA mit einer Gesamtleistung von 70 GW zu realisieren. Daher ist die Ausweisung von weiteren Gebieten für die Erreichung der Ausbauziele erforderlich. Im Rahmen des FEP 2024 ist daher ein Ausbau von zusätzlichen Flächen am östlichen und westlichen Rand der [Schifffahrtsroute SN10](#) sowie in weiteren Schifffahrtsrouten der Nordsee geplant (vorläufiger Stand basierend auf den laufenden Abstimmungen mit den Niederlanden und Dänemark). Eine Randbebauung der SN10 hätte voraussichtlich Auswirkungen auf den Energieertrag der Flächen in der Zone 3. Die Inbetriebnahme der OWP und ONAS entlang der SN10 werden gemäß aktuellem FEP-Entwurf ab dem Jahr 2032 erfolgen. Abhängig von der konkreten Ausgestaltung sind Auswirkungen auf den Zuschnitt der Zone 4 zu erwarten.

4.2 Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeit der Nachnutzung von OWEA haben die Teilnehmenden der AG den oben bereits erwähnten „Wake-Effekte“ angesprochen. Dies beschreibt Verschattungseffekte/Nachlaufeffekte durch OWEA stromabwärts befindlicher Bereiche. Aufgrund dessen ergeben sich bei zukünftigen Layouts Optimierungsbedarf. Allerdings sehen die Teilnehmer in einer zusätzlichen Erhöhung der Nabenhöhe keine praktikable Lösung, da die Mehrkosten aufgrund des baulichen Mehraufwandes einen möglichen Mehrertrag deutlich übersteigen werden.

5 Rückbau Offshore-Windparks

Windenergieanlagen auf See wurden im Jahr 2009 erstmalig in Deutschland installiert, in nennenswerten Umfang seit dem Jahr 2015. Vor diesem Hintergrund werden voraussichtlich ab den 2030er Jahren die ersten Anlagen außer Betrieb gehen und zurückgebaut werden müssen. Erreichen OWP das Ende ihrer Lebensdauer gibt es verschiedene Rückbau- und Nachnutzungskonzepte. Es kann zwischen einem Weiterbetrieb von bis zu zehn Jahren durch Rückbau (partiell oder vollständig)

sowie durch Repowering (partiell oder vollständig) unterschieden werden. Für das Entfernen von Gründungen gibt es derzeit verschiedene Rückbau-Techniken, darunter das Vibrationsverfahren, das Ausspülen der Gründung mittels Spüllanzen sowie das hydraulische Herausdrücken mittels Überdrucks. Dennoch ist zu berücksichtigen, dass auch bei vollständiger Entfernung der Gründungen die Tragfähigkeit des Bodens an dieser Stelle für einige Zeit eingeschränkt sein wird und dadurch eine Neuerrichtung einer OWEA an dieser Stelle absehbar nicht erfolgen kann.

5.1 Regulatorik

Die gesetzliche Grundlage für den Rückbau von OWPS und ONAS ergibt sich aus der [Seeanlagenverordnung \(SAnIV\)](#) und dem [Windenergie-auf-See-Gesetz \(WindSeeG\)](#).

Für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis zum 31.12.2020 ist die SAnIV anwendbar. Für Anlagen mit einer Inbetriebnahme nach dem 31.12.2020 ist das WindSeeG anwendbar.

5.1.1 Seeanlagenverordnung (SAnIV)

OWEA gelten als Anlagen zur „Erzeugung von Energie“ gem. [§ 1 Abs.2 Nr.1 SeeAnIV](#). Plattformen während der Bauphase, Rettungseinrichtungen, Hubschrauberlandedecks, windparkinterne Verkabelungen oder Umspannplattformen sowie ggf. Messmasten oder -installationen zählen zu den sog. erforderlichen Nebeneinrichtungen. ONAS (mit Plattformen) zählen zu den eigenständigen Anlagen gem. [§ 1 Abs.2 Nr.2 SeeAnIV](#). § 2 Abs. 1 SeeAnIV stellt die Errichtung und den Betrieb von Anlagen im Sinne des § 1 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 und 2 SeeAnIV sowie die wesentliche Änderung solcher Anlagen oder ihres Betriebs bis zum 30.01.2012 unter den Vorbehalt der Genehmigung und mit Wirkung vom 31.01.2012 unter den Vorbehalt der Planfeststellung dar. Ist der Plan außer Kraft getreten bzw. die Genehmigung erloschen, sind die Anlagen gemäß [§ 13 Abs. 1 SeeAnIV](#) zu beseitigen.

Der Maßstab für den Umfang der Beseitigung ergibt sich aus [§ 5 Abs. 6 SeeAnIV](#) oder den Belangen gem. § 7 SeeAnIV. Demnach darf die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs sowie die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt und die Meeresumwelt nicht gefährdet werden. Dies steht im Einklang mit [Art. 60 Abs. 3 Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen \(SRÜ\)](#), wonach alle aufgegebenen oder nicht mehr benutzten Anlagen oder Bauwerke zu beseitigen sind, um die Sicherheit der Schifffahrt zu gewährleisten. Darüber hinaus müssen Belange aus sonstigen öffentlich-rechtlichen Vorschriften beachtet werden (Raum- und Fachplanung).

5.1.2 Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)

[§ 80 Abs. 1 WindSeeG](#) regelt die Beseitigung der Einrichtungen soweit der Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung unwirksam geworden ist. Die Rechtslage nach dem WindSeeG entspricht der oben dargestellten Rechtslage nach der SeeAnIV.

Das BSH kann als zuständige Behörde in der AWZ auf der Grundlage von § 13 Abs. 1 SeeAnIV bzw. § 80 Abs. 1 WindSeeG die Rückbauverpflichtung in dem Genehmigungsbescheid oder Planfeststellungsbeschluss anordnen. Hierbei muss die Behörde den Vorgaben der Raumordnung und Fachplanung für die Nord- und Ostsee Rechnung tragen. Im nunmehr geltenden [Raumordnungsplan 2021](#) für die deutsche AWZ wird die Rückbauverpflichtung ebenfalls geregelt (Ziffer 2.2.1). Darin heißt es: „Nach Ende der Nutzung sind feste Anlagen zurückzubauen. Abweichende gesetzliche Regelungen bleiben unberührt.“ Aus der Erläuterung zu Unterziffer (2) folgt, dass dies Kabel einschließt. Demnach ist auch die OWP-interne Verkabelung aufgrund raumordnungsrechtlicher Vorgaben grundsätzlich zu entfernen, obwohl sie sich im Meeresboden befindet. Auch in der [Richtlinie Offshore Anlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffverkehrs](#), herausgegeben von der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt, wird ein Rückbau der Seekabel gefordert. Generell seien konkretisierende Planungsvorgaben im jeweils geltenden Flächenentwicklungsplan enthalten (siehe oben).

Schließlich gibt es gem. [§ 96 Nr. 7 WindSeeG](#) eine Ermächtigung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrats Regelungen zur Beseitigung von Einrichtungen zu erlassen. Das BMWK übt gem. § 104 WindSeeG die Rechts- und Fachaufsicht über das BSH aus. In der [Begründung zum Gesetzentwurf²²](#) heißt es dazu: „Die Neuregelung in § 96 Nummer 7 WindSeeG schafft die Kompetenz zum Erlass einer Verordnung zur Regelung von Anforderung an den Umfang der Beseitigung und den Rückbau von Windenergieanlagen auf See, von Kriterien für die Wiedernutzbarmachung der Fläche, die Nachnutzung sowie die Wiederherstellung von Flächen. Ziel der Verordnungsermächtigung ist es, die Voraussetzungen dafür zu schaffen, die Flächen zügig und möglichst ohne Einschränkungen für die Nachnutzung zur Verfügung zu stellen, um einen kontinuierlichen Zubau der Offshore-Windenergie auf 70 GW bis zum Jahr 2045 zu gewährleisten.“

In der Praxis gehört ein Rückbaukonzept im Rahmen des Genehmigungsprozesses zu den einzureichenden Unterlagen. Dies stellt während der Betriebsphase die Grundlagen für die detaillierte Rückbauplanung der Einrichtungen dar. Die Erstellung eines Rückbauhandbuchs ist für den Vorhabenträger/ Projektierer verpflichtend. Ziel dessen ist es, eine nachvollziehbare und plausible Darstellung der Vorgänge mit den technischen Randbedingungen sicherzustellen. Details dazu können dem BSH-Standard Konstruktion entnommen werden.²³ Nachdem die Rückbauarbeiten

²² Vgl. [Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften, BT-Drucksache 20/1634, S. 108f.](#)

²³ Vgl. [BSH, Standard Konstruktion 2021, Teil B 2.6.1 S. 63 sowie 2.6.3 S. 64.](#)

abgeschlossen sind, ist seitens des BSH eine Rückbaufeststellung vorgeschrieben. Dadurch wird der tatsächliche Endzustand nach der Rückbauphase in einem Bestandsplan dokumentiert.

- › Nach Einschätzung der AG „Nachnutzung Offshore“ machen die dargestellten Regelungen eine Einzelfallbetrachtung des jeweiligen Projekts erforderlich. Zum genauen technischen Umfang der Rückbauarbeiten kann im Allgemeinen keine rechtssichere Aussage getroffen werden. Ein Unterlassen des Rückbaus einzelner Anlagenteile könnte angezeigt sein, wenn dies für die Meeresumwelt weniger schädlich ist als ein Rückbau. Unschädliche Anlagenteile könnten die Funktion von Riffen übernehmen und Meereslebewesen wie Pflanzen, Muscheln und Kleintieren einen Siedlungs- und Schutzraum bieten.
- › Die für den Rückbau erforderlichen Regelungen sind nach Einschätzung des BDEW derzeit noch nicht im Detail abzusehen und sollten deshalb durch eine Rechtsverordnung konkretisiert werden. Ziel sollte es sein, den Trägern der Vorhaben frühzeitig Klarheit über die Rahmenbedingungen des Rückbaus zu schaffen. Vor diesem Hintergrund sollten auch ergänzende Festlegungen zur Einhaltung des aktuellen Stands von Wissenschaft und Technik getroffen werden, sowie Verfahrensschritte zur Vorbereitung, Durchführung und Überprüfung der Beseitigung von Einrichtungen erarbeitet werden.
- › Gem. § 80 Abs. 2 WindSeeG soll der Vorhabenträger die Beseitigung spätestens binnen zwölf Monaten nach Eintritt der Beseitigungspflicht abschließen. Nach Ansicht des BDEW kann unter Umständen die zwölfmonatige Frist zur Beseitigung der Einrichtungen in § 80 Abs. 2 WindSeeG zu knapp bemessen sein. Es ist festzustellen, dass es diesbezüglich noch keine Praxiserfahrungen gibt. Der BDEW betont, dass aufgrund verschiedenartiger Faktoren derzeit keine allgemeine Aussage über die Rückbaudauer getroffen werden kann. Durch die zunehmende Größe der OWP ist ebenfalls mit einer längeren Rückbaudauer zu rechnen. Sollten verbindliche Rückbauzeiten im Gesetz definiert werden, fehlen derzeit konkrete Bezugspunkte im Gesetz, die die Größe der OWPs sowie weitere Faktoren wie die Verfügbarkeit von Schiffen, Lagerkapazitäten an den Häfen und sonstige Zeitfenster berücksichtigen. Eine pauschale Zeitangabe für eine Beseitigungsverpflichtung ohne Berücksichtigung individueller Faktoren wird den tatsächlichen Umständen nicht gerecht. Sollte dennoch an einer pauschalen Zeitangabe festgehalten werden, ist eine 24- bis 36-monatige Frist für die Beseitigung der Einrichtungen eher angemessen.

5.2 Technik

Beim Rückbau von OWEA ist zwischen dem vollständigen sowie dem partiellen Rückbau zu unterscheiden. Der vollständige Rückbau umfasst die komplette Demontage aller Komponenten der Windenergieanlage inklusive Tragstruktur, Gründungselemente sowie parkinterner Verkabelung. Der partielle Rückbau umfasst die Demontage obsoleter bzw. ausgenutzter Komponenten der Windenergieanlage. Teile der OWEA, die unter Umständen nicht rückbaubar oder ggfs. noch

verwendbar sind, wie z. B. Gründungen oder Gründungsteile, könnten vollständig oder partiell im Seeboden hinterlassen werden. Der BDEW regt an, dass bei möglichen Rückbauszenarien auch die Begrenzung der Umweltbelastungen eine entscheidende Rolle spielen sollten. Daher könnte es unter Umständen sinnvoll sein, Einrichtungen an Ort und Stelle zu belassen. Dies kann insbesondere für den Kolkenschutz gelten. Maßgeblich sollte der jeweilige Stand der Technik sein.

- › Hinsichtlich der Innerparkverkabelung regt der BDEW an, einen Verbleib der Seekabel im Meeresboden nicht zu forcieren, u.a. aufgrund geringer Flächenverfügbarkeit für die weitere Verlegung aber auch aufgrund der Materialressourcen und umweltfachlicher Belange.

5.3 Zeitplanung

Derzeit geht das BSH davon aus, dass die Dauer der Rückbauplanung für OWEA ungefähr ein bis zwei Jahre dauert. Die Gesamtrückbauzeiten für OWEA werden derzeit ebenfalls auf ein bis zwei Jahre geschätzt.

- › Der BDEW stellt fest, dass aufgrund verschiedenartiger Faktoren und fehlender Erfahrungswerte aus der Praxis keine verbindliche Aussage über die Rückbaudauer von OWEA getroffen werden kann. Durch die zunehmende Größe der OWPs ist mit einer längeren Rückbaudauer zu rechnen. Dabei könnten partielle Rückbauszenarien, bei denen der Kolkenschutz oder ein Pfahlsegment im Boden hinterlassen werden können, zeitlich attraktiv für Stakeholder sein. Übergeordnetes Ziel sei es, die Zeiträume ohne Einspeisung durch die OWPs zu reduzieren. Darüber hinaus sollte sichergestellt werden, dass der sichere Betrieb noch produzierender OWEAs möglich ist. Die parkinterne Umspannstation sollte als letztes zurückgebaut werden, damit während der Rückbaudauer der OWEA die verbleibende Einspeisung maximiert wird und die Standortsicherheit der OWEAs gewährleistet bleibt.
- › Die Koordinierung der Offshore-Arbeiten für den Rück- und Neubau zwischen den beteiligten Akteuren (z. B. Nutzer, Nachnutzer, Zulassungsbehörde, Logistik-Firmen) ist aufgrund sehr kurzer Arbeitsfenster und begrenzter Schiffsverfügbarkeit sowie Hafenskapazitäten abstimmungsintensiv. Darüber hinaus sind nach der Konzeption des FEP 2023 Stillstandszeiten zwischen der Demontage des alten Windparks und neuer Stromerzeugung so kurz wie möglich zu halten.
- › Der BDEW regt an, zu prüfen, inwiefern der Rück- bzw. Neubau eines Windparks parallel ermöglicht werden kann. Allerdings könnten sich durch das dabei erforderliche parallele Tätigwerden mindestens zweier unterschiedlicher Gewerke neben dem Planungs- und Koordinierungsaufwand Herausforderungen hinsichtlich des Versicherungsschutzes als auch der allgemeinen Sicherheit ergeben. Mithin könnte eine Parallelisierung auch zu einer weiteren Verknappung von Schiffs- und Hafenskapazitäten führen.

- › Nach Einschätzung der Mitglieder der AG kann die zeitliche Effizienz bei der Umsetzung zukünftiger 2-GW-ONAS und größerer OWPs höher als bei bisherigen Anlagen sein. Demgegenüber stehen jedoch sehr hohe Kapitalkosten für Rückbau und Neubau sowie unter Umständen deutlich längeren Erzeugungsausfälle durch lange Rück- und Zubau Szenarien und damit einhergehenden langen Betriebsunterbrechung.

6 Rückbau Offshore-Netzanbindungssysteme

6.1 Regulatorik

Wie bereits unter Punkt 5.3 beschrieben, sieht der [Raumordnungsplan 2021](#) für die deutsche AWZ in Ziffer 2.2.1 vor: „Nach Ende der Nutzung sind feste Anlagen zurückzubauen. Abweichende gesetzliche Regelungen bleiben unberührt.“ Aus der Erläuterung zu Unterziffer (2) folgt, dass dies Kabel einschließt. Auch in der Richtlinie Offshore-Anlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffverkehr, wird ein Rückbau der Seekabel gefordert. In Bundesnaturschutzgesetz und Seeanlagenverordnung werden weitere rechtliche Grundlagen für die Rückbau-Verpflichtungen definiert.

Dennoch bleibt festzustellen, dass die bestehende Regulatorik hinsichtlich des Umfangs des Rückbaus von Offshore-Konverterstationen und auch von Stromkabeln – wenig konkret sind. Im Flächenentwicklungsplan 2023 gibt es unter den Punkten 5; 6.1.5, Anhaltspunkte für einen möglichen Umfang des Rückbaus, der da laute: „Die Zielsetzung eines möglichst vollständigen Rückbaus wird im FEP verfolgt, um eine möglichst hohe Nachnutzbarkeit der Flächen und Trassen zu ermöglichen.“ Darüber hinaus verweist § 34 Abs. 2 Nr.2 der dritten Windenergie-auf-See-Verordnung (3. WindSeeV) auf die Standard-Baugrunderkundung - Mindestanforderungen an die Baugrunderkundung und -untersuchung für OWEA, Offshore-Stationen und Stromkabel. In Teil D der Standard-Baugrunderkundung sind Mindestanforderungen an die Erkundung von Trassen für die parkinterne Verkabelung und stromabführende Kabel niedergeschrieben. Über den Umfang von Rückbaumaßnahmen sind jedoch keine Details erkennbar.

6.2 Technik

Nach Einschätzung des BDEW ist der Rückbau der Seekabel technisch möglich. Herausforderungen gibt es für mittels HDD-Technik installierte Kabel im Bereich von Deich- oder Inselquerungen. Beim Rückbau von Gründungen von Plattformen kann auf den Rückbau von OWEAs verwiesen werden. Die dafür anwendbaren Techniken sind auch hier anwendbar.

- › Nach Einschätzung der AG „Nachnutzung Offshore“ können sich Herausforderungen ergeben, Seekabel nach ihrer Betriebszeit aus dem Boden zu entfernen. Nach langen Betriebszeiten hat sich Meeresboden von dem ursprünglichen Eingriff beim Verlegen erholt, sodass beim Rückbau

der Seekabel ein der Verlegung vergleichbarer Eingriff in die Umwelt erfolgt. Dennoch ist erwartbar, dass das Interesse der Bergung der Seekabel groß ist, da die zu bergenden Materialressourcen nicht unerheblich sind. Darüber hinaus besteht aufgrund begrenzter Kabeltrassenverfügbarkeit ein nicht unerhebliches Interesse durch eine Kabelbergung neuen Platz für weitere Seekabel zu schaffen. Bei im sogenannten Mutter-Tochter-Konzept betriebenen Plattformen sind wesentliche Anlagenteile wie z.B. das Helikopterlandedeck nur auf der Mutterplattform vorhanden. Die sich ergebenden Abhängigkeiten müssen beim Rückbau bzw. der Nachnutzung einer der beiden im Mutter-Tochter-Konzept betriebenen Plattformen berücksichtigt werden.

6.3 Zeitplanung

Der BDEW stellt fest, dass aus Sicht der Netzbetreiber ein angemessener Vorlauf für die Rückbauplanung zwingend für eine erfolgreiche, planbare und interessengerechte Abwicklung ist. Gesamtrückbauzeiten lassen sich derzeit nur schwer einschätzen.

- › Nach Einschätzung der Netzbetreiber ist für den Neubau von ONAS mit einer notwendigen Vorlaufzeit von mindestens zehn Jahren zu rechnen. Der Aus- und Rückbau der OWEA muss gemeinsam mit den ONAS gedacht werden. Hierzu ist es erforderlich, dass OWEA- und ONAS-Betreiber in einen frühzeitigen Austausch gehen.

Ansprechpartner

Ass. jur. Sven Mayer-Steudte
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration
Fachgebietsleiter Windenergie Onshore
T +49 30 300199-1315
sven.mayer-steudte@bdew.de

Jakob Eckardt
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration
Fachgebietsleiter Offshore Wind
T +49 30 300199-1320
jakob.eckardt@bdew.de